



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

Commissione Tecnica di Verifica  
dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS



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

U.prot CTVA-2011-0000093 del 17/01/2011



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

E.prot DVA-2011-0000877 del 17/01/2011

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

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

Pratica N. ....

Ref. Mittente: .....

**OGGETTO: Istruttoria congiunta VIA - AIA - Raffineria di Milazzo  
Realizzazione Unità Hmu3 per produzione Idrogeno da gas  
naturale con processo di Steam Reforming - Proponente:  
Raffineria di Milazzo S.C.p.A .**

**Trasmissione del parere n. 608 del 16 dicembre 2010.**

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 16 dicembre 2010.

IL SEGRETARIO DELLA COMMISSIONE  
(Avv. Sandro Campitongo)



All.:c.s.

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

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



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

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

**Parere n. 608 del 16.12.2010**

<b>Progetto:</b>	<b>Istruttoria congiunta VIA - AIA</b>  <b>Raffineria di Milazzo Realizzazione Unità HMU3 per produzione idrogeno da gas naturale con processo di Steam Reforming</b>
<b>Proponente:</b>	<b>Raffineria di Milazzo S.C.p.A</b>

*[Handwritten signatures and initials are present below the table and on the right margin.]*

**La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS**

**VISTA** la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla Società Raffineria di Milazzo S.C.p.a., acquisita in data 25/07/2008 (prot. DSA/2008/2088), ai sensi dell'art. 25 del D. Lgs. 152/2006 come modificato dal D. Lgs. 4/2008, e contestualmente, ai sensi dell'art. 10 del medesimo decreto, per l'ottenimento dell'autorizzazione integrata ambientale di cui al D.Lgs. 59/2005, concernente il progetto per la realizzazione di un'"unità di impianto HMU3 per produzione di idrogeno da gas naturale attraverso il processo di steam reforming" da realizzarsi nella esistente Raffineria nel Comune di Milazzo.

**VISTO** il Decreto di compatibilità ambientale DEC/VIA n. 4906 del 24/05/2000 che esprime giudizio positivo *"circa la compatibilità ambientale del progetto riguardante gli interventi di modifica alla Raffineria di Milazzo, costituiti dagli impianti Hydrocracker e LC Finer, .....e dell'impianto di desolfurazione Gasoli con il Revamping di altri impianti esistenti....."*;

**VISTO** il Decreto di VIA della Regione Siciliana n. 883 del 05/08/2003;

**VISTA** la Determinazione Dirigenziale n. DSA/2004/010559 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio circa la verifica di esclusione dalla procedura di VIA per il progetto di *"adeguamento dell'impianto di Cracking catalitico (FCC) per la produzione di benzina finita con 50 e 10 ppm di zolfo della Raffineria di Milazzo (ME)"*, proposto da Raffineria di Milazzo S.C.p.a.

**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 e dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128;

**CONSIDERATO** il comma 5 dell'art. 4 del D. Lgs 29 giugno 2010, n. 128, 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** 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 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.

**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.

**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 prot GAB/DEC/194/2008 del 23 giugno 2008 e GAB/DEC/217/08 del 28 luglio 2008.

**VISTA** la Relazione Istruttoria.

**VISTO e CONSIDERATO** il parere istruttorio conclusivo AIA CIPPC-00\_2010-0000623 del 02/04/2010 rilasciato nell'ambito del previsto coordinamento delle Commissioni VIA ed AIA come previsto dall'art. 8, comma 2 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., pervenuto con nota acquisita al prot. CTVA-2010-1105 del 12/04/2010;

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

**PRESO ATTO** che la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilità ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione, è avvenuta in data 15 luglio 2008 sui quotidiani "La Stampa" e "La Gazzetta del Sud".

**VISTA** la documentazione esaminata che si compone dei seguenti elaborati:

- studio di impatto ambientale, sintesi non tecnica e progetto fornito dalla Società Raffineria di Milazzo S.C.p.a., acquisita in data 25/07/2008 al prot. n. DSA/2008/20800;
- documentazione integrativa spontaneamente fornita dalla Società Proponente in data 04/04/2009 acquisita al prot. CTVA/2009/1311 del 08/04/2009 e relativi avvisi pubblicati sui quotidiani "Gazzetta del Sud" e "La Stampa" del 04/04/2009
- documentazione integrativa fornita su richiesta della CTVA dalla Società Proponente in data 25/06/2009 acquisita al prot. CTVA/2009/2584 del 02/07/2009;
- documentazione tecnica integrativa predisposta in relazione alle determinazioni della Commissione AIA trasmessa dalla società Proponente in data 15/07/2010 ed acquisita al prot. CTVA/2010/2420 del 19/07/2010;
- documentazione integrativa trasmessa dalla Società Proponente in data 21/09/2010 ed acquisita al prot. CTVA/2010/3230 del 22/09/2010;

**CONSIDERATO E VALUTATO** che sono pervenute le seguenti osservazioni da parte di terzi interessati espresse ai sensi del comma 4 dell'art. 24 del D.Lgs. n.152/2006 così come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4:

- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/3140 in data 18/08/2009;
- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/3141 in data 18/08/2009;
- Nota acquisita dalla Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale al prot. DSA/2009/15252 in data 16/06/2009 a firma dai Presidenti di alcune Associazioni ambientaliste e comitati cittadini (Agendo21, A.D.A.S.C., ISDE, Cittadinanza Attiva, Uniti contro la SNAM) dal titolo "Osservazioni Studio di impatto Ambientale Raffineria di Milazzo Nuova Unità di steam reforming HMU3";
- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/3871 in data 20/10/2009;
- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/3960 in data 23/10/2009;
- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/4062 in data 03/11/2009;
- T.A.T. (Tutela Ambiente e Territorio) nota pervenuta tramite posta elettronica ed acquisita al prot. CTVA/2009/4210 in data 13/11/2009;

**VISTA** la nota prot. 6586 08/cc del 15/07/2008 della Regione Siciliana - Assessorato dei Beni Culturali ed Ambientali e della Pubblica Istruzione - Soprintendenza per i Beni Culturali ed Ambientali, acquisita al prot. CTVA/2009/459 in data 11/02/2009, con la quale si esprime "in ordine alla tutela

Archeologica.....il competente Servizio rilascia parere favorevole senza alcuna condizione” ed inoltre “in ordine alla tutela paesaggistica della località, accertato che l'area in cui ricade il costruendo impianto non risulta sottoposta a vincoli diretti o discendenti dall'art. 14 del Codice (dei Beni Culturali e del Paesaggio) non esprime parere”.

**VISTO** che non risulta ancora pervenuto il parere del Ministero per i Beni e le Attività Culturali;

**VISTO** che non risulta ancora pervenuto il parere della Regione Siciliana;

**VISTA** la Delibera del Comitato Tecnico Regionale per la Sicilia n. 126 dell'01/12/2009 in cui viene approvato, con prescrizioni, il Rapporto di Sicurezza, fase Nulla Osta di Fattibilità (NOF) relativo all'impianto di produzione Idrogeno.

**CONSIDERATO** che: RELATIVAMENTE AL QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO E NORMATIVO

**VISTI** gli strumenti nazionali di pianificazione energetica:

- Strumenti di controllo delle Emissioni: Protocollo di Kyoto e la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente;
- Piano Energetico Nazionale;
- Dispositivi normativi riguardanti la qualità dei combustibili;
- Decreto legislativo 21 marzo 2005, n.66, in recepimento della *Direttiva 98/70/CE*, relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel; e *Direttiva 2003/17/CE*, operante modifica della *Direttiva 98/70/CE*;
- Decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152 – Norme in materia ambientale – Parte quinta (Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera), Titolo III (Combustibili) recante le caratteristiche merceologiche dei combustibili consentiti;
- Legge 266 del 23/12/2005 (Legge finanziaria 2006) che ha identificato l'area industriale di Milazzo Sito di Interesse Nazionale per la bonifica e il ripristino ambientale. La perimetrazione del sito è stata individuata dal Decreto del MATT dell' 11/08/06.
- Direttiva del 6 Luglio 2005 che modifica la direttiva 1999/32/CE in relazione al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo, non ancora recepita nell'ordinamento nazionale.

**VISTI** gli strumenti internazionali e nazionali di controllo delle emissioni:

- Direttiva 2003/87/CE, approvata il 13 Ottobre 2003 dal Consiglio e dal Parlamento europeo in materia di scambio delle quote di emissione dei gas ad effetto serra.
- Il decreto Legge 273/2004 (convertito in Legge 316 del 30/12/2004) approvato in Italia il 12 Novembre 2004, finalizzato ad attivare le procedure necessarie per autorizzare gli impianti ad emettere gas serra e acquisire le informazioni necessarie per il rilascio delle quote di emissioni.

**VISTE** le norme sulla Qualità dei Combustibili:

- La Direttiva 98/70/CE e 03/17/CE Auto-Oil che definisce le caratteristiche dei combustibili per autotrazione.

- La Direttiva 03/17/CE, adottata dal Parlamento Europeo e dal Consiglio il 3 marzo 2003, modifica la precedente Direttiva 98/70/CE.
- Decreto legislativo 21 marzo 2005, n.66, "Attuazione della Direttiva 03/17/CE relativa alla qualità della benzina e del combustibile diesel che recepisce le Direttive precedenti.
- La Direttiva del 6 Luglio 2005 che modifica la Direttiva 99/32/CE in relazione al tenore di zolfo dei combustibili per uso marittimo, non ancora recepita nell'ordinamento nazionale.

**VISTI** i seguenti strumenti di pianificazione regionale:

- **Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR)** approvato nel 1999: atto di programmazione volto a definire opportune strategie mirate ad una tutela attiva ed alla valorizzazione del patrimonio naturale e culturale dell'isola.
- **Piano Energetico Regionale (PER):** il piano, steso tra il 2004 e il 2005, ha lo scopo di fornire all'Autorità Regionale gli strumenti per perseguire l'adeguamento tra la domanda di energia necessaria per lo svolgimento delle attività produttive e civili e l'approvvigionamento energetico relativo al territorio di competenza, nell'obiettivo generale di massimizzare il rapporto tra i benefici economici e sociali dell'approvvigionamento energetico e i suoi costi complessivi, inclusi quelli di ordine ambientale e sociale.
- **Programma Operativo Regionale (POR 2000/2006)**, approvato nel 2002, prevede, nell'ambito di uno sviluppo sostenibile, azioni volte alla riduzione del divario economico e sociale delle aree del Mezzogiorno accrescendo le competitività di lungo periodo, creando condizioni di accesso pieno e libero al lavoro, facendo leva sui valori ambientali e di pari opportunità.
- **Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti (PRGR), adottato nel 2002**, intende avviare sistemi di gestione integrati dei rifiuti, da realizzarsi in ambiti territoriali ottimali (ATO).
- **Piano Regionale delle Bonifiche (PRB)**, adottato nel 2002, volto al censimento e mappatura delle aree potenzialmente inquinate, alla definizione di elenchi regionali e provinciali di priorità ed alla descrizione dei criteri regionali per gli interventi di bonifica in linea con la normativa tecnica nazionale di riferimento.
- **Piano Regionale di Sviluppo Economico e Sociale (PRS)**, definito nel 1988, individua i criteri direttori della programmazione a livello regionale ed alcuni indirizzi operativi che definiscono problematiche e potenzialità connesse ai diversi settori di intervento e le relative priorità nell'ambito della politica regionale.
- **Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (PAI)**, ha valore di Piano Territoriale di Settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d'uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico del territorio siciliano.
- **Piano di Tutela delle Acque (PTA)**, in fase di stesura, finalizzato all'implementazione di interventi per il miglioramento degli acquiferi superficiali.

- **Piano Regionale di coordinamento per la Tutela della qualità dell'Aria Ambiente (PRTAA)**, approvato nel 2007 fissa limiti alle emissioni in atmosfera, istituisce il Tavolo tecnico regionale di coordinamento sulla qualità dell'aria ambiente e fornisce indirizzo per la raccolta e gestione dei dati sulla qualità dell'aria ambiente.
- **Piano Sanitario Regionale 2000-2002**, rappresenta il piano strategico degli interventi per raggiungere gli obiettivi di salute e soddisfare le specifiche esigenze della popolazione regionale contemperando agli obiettivi del piano sanitario nazionale vigente. Il PSR consente inoltre di dare attuazione a specifiche disposizioni di legge.

**VISTI** i seguenti strumenti di pianificazione e pianificazione a livello Provinciale e locale

- **Piano Territoriale Provinciale, Provincia Regionale di Messina (PTP)**, approvato nel 1999, strumento di pianificazione generale della Provincia Regionale di Messina. Esso può configurarsi come uno strumento urbanistico di area vasta, che assume il ruolo di strumento operativo, disegna la rete infrastrutturale ed individua aree per la realizzazione delle "opere ed impianti di interesse sovracomunale".
- **Piano Regolatore Generale del Consorzio dell'area ASI di Messina (PRGC)**, approvato nel 2002, definisce le possibilità operative del consorzio e degli enti locali territoriali, in un regime di sinergia e congruità di intenti.
- **Piano Regolatore Portuale del Porto di Messina**, sviluppato per le aree del Porto di Messina e del Porto di Tremestieri. La pianificazione per le altre aree portuali è attualmente in fase di sviluppo.
- **PRG Comune di Milazzo**, adottato nel 1986.

**VISTI** i seguenti strumenti di pianificazione ambientale di settore:

- Legge 394 del 06/12/91 "Legge quadro sulle aree naturali protette".
- Direttiva Comunitaria 92/43/CEE del 21 maggio 1992 ("Direttiva Habitat") recepita in Italia con Decreto del Presidente della Repubblica n. 357 del 08 settembre 1997.
- Regolamento Recante Attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla Conservazione degli Habitat Naturali e Seminaturali, nonché della Flora e della Fauna Selvatiche.

**CONSIDERATO** che il Progetto è coerente con i suddetti atti normativi e di pianificazione.

**VISTO** il Nulla Osta Fattibilità per la realizzazione del nuovo impianto HMU3 rilasciato dal Comitato Tecnico Regionale per la Sicilia del Ministero dell'Interno Dipartimento Vigili del Fuoco con delibera n° 126 dell'1/12/2009.

**VISTO** il Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale della configurazione attuale della Raffineria approvato durante la Conferenza dei Servizi tenutasi in data 30/03/2010.

**CONSIDERATO CHE: RELATIVAMENTE AL QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

- Il progetto in esame, proposto dalla Società Raffineria di Milazzo S.C.p.A. consiste nella realizzazione di una nuova unità di Steam Reforming per la produzione di

idrogeno per un incremento della capacità di conversione dei residui pesanti in prodotti a più alto valore aggiunto ed a basso contenuto di zolfo, in accordo alle disposizioni in materia di antinquinamento.

- Le modifiche previste presso la Raffineria avverranno mediante l'adozione delle migliori tecnologie disponibili e garantiranno la distribuzione sul territorio di prodotti petroliferi di elevata qualità ampiamente entro le disposizioni della Comunità Europea.
- In particolare il progetto prevede un nuovo impianto per la produzione di idrogeno che avrà una capacità produttiva massima di circa 25.000 Nm<sup>3</sup>/h di idrogeno puro (2,27 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (52 bar). La carica all'impianto sarà costituita interamente da gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas. L'impianto di produzione idrogeno sarà suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:
  - desolforazione gas naturale, per l'eliminazione dello zolfo contenuto nell'alimentazione che potrebbe comportare l'avvelenamento del catalizzatore effettuata in 3 reattori disposti in serie: 1 Hydrogenation Reactor e due Desulphurization Reactors.
  - Steam Reforming, per convertire l'alimentazione di idrocarburi miscelata con vapore a gas di sintesi, contenente principalmente H<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub>, oltre a una piccola quantità di CH<sub>4</sub> non reagito. La sezione è composta da uno scambiatore denominato Feed Superheater, dal Reformer e dalla Waste Heat Boiler.
  - Conversione di CO (Shift Section), per la conversione di CO a CO<sub>2</sub>, dalla reazione con H<sub>2</sub>O, generando idrogeno. L'unità principale di tale sezione è il reattore di conversione CO Shift Converter.
  - Separazione dell'idrogeno tramite la Pressure Swing Adsorption (PSA) unit. L'unità ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno prodotta nell'unità: l'idrogeno sarà purificato fino a un minimo di 99,9 % di purezza. Il purge gas dell'unità PSA viene alimentato come combustibile al forno di reforming dell'unità.
- Nel processo di Steam Reforming si rende inoltre necessario l'utilizzo di catalizzatori e di specifici additivi chimici.
- Il gas verrà approvvigionato all'impianto tramite linea aerea che verrà realizzata a partire dall'esistente sottostazione di riduzione presente all'interno della Raffineria.
- Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema per la raccolta di eventuali gas e liquidi inviati al sistema di blowdown inclusi eventuali scarichi delle PSV. Il gas separato sarà inviato alle torce esistenti di Raffineria, il liquido a Slop.
- Il nuovo impianto HMU3 verrà connesso ai sistemi utilities esistenti di raffineria (sistema acqua di raffreddamento, sistema aria compressa, distribuzione dell'energia elettrica, sistema distribuzione gas naturale e sistema antincendio).



- L'impianto verrà dotato di strumentazione di regolazione e controllo che consentirà una gestione delle normali condizioni di esercizio e nei transitori (incluso fermata e avviamento) che previene l'intervento delle valvole di sicurezza.
- A seguito della realizzazione della nuova unità HMU3, il gestore dichiara un nuovo punto di emissione convogliata denominato E30 (di altezza prevista pari a 75 m e diametro interno di 1,4 m). I flussi emissivi prodotti dal nuovo impianto sono riportati nella seguente tabella.

**Tabella : Flussi emissivi impianto HMU3**

Portata	SO <sub>2</sub>		NOx		Polveri		CO	
	Nm <sup>3</sup> /a	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a
434.081.886		15	35	87	200	2	5	35
								80

- Le emissioni del nuovo impianto saranno contenute in quanto il nuovo forno brucerà solo gas naturale e Off Gas (gas di ricircolo) che garantiranno emissioni poco significative di Polveri e la limitazione delle emissioni di SO<sub>2</sub> e sarà dotato di bruciatori Low NOx che garantiranno emissioni di NOx contenute;
- Le emissioni del nuovo impianto saranno comunque compensate da una ridistribuzione dei combustibili negli impianti esistenti.
- Per quanto riguarda le emissioni di microinquinanti sia organici che inorganici, il Proponente precisa che in considerazione della tipologia di combustibili alimentati al forno della nuova unità, le cui caratteristiche qualitative sono riportate nella seguente Tabella, la Raffineria ritiene che possano essere considerate sostanzialmente trascurabili.

**Tabella: Caratteristiche qualitative Off Gas e Gas Naturale**

Componente	UdM	Off Gas	Gas naturale
Idrogeno	Frazione molare	0,25	0,00
Azoto	Frazione molare	0,02	0,03
CO	Frazione molare	0,08	0,00
CO <sub>2</sub>	Frazione molare	0,48	0,01
H <sub>2</sub> O	Frazione molare	0,01	0,00
Metano	Frazione molare	0,16	0,86
Etano	Frazione molare	0,00	0,07
Propano	Frazione molare	0,00	0,02
S	mg/Nm <sup>3</sup>	0,00	Max. 22

- A riscontro di quanto riportato in precedenza, il Gestore precisa che, per quanto riguarda i microinquinanti inorganici, e il D.Lgs. 152/06, alla Parte II Sezione 6 dell'Allegato II alla Parte V, stabilisce dei valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti (Be, Cd, Hg, As, Cr, Ni, Se, Sb, Mn, Pb, ...) in riferimento ai Grandi Impianti di Combustione (GIC).
- Sul nuovo camino E30 in cui sono convogliati i fumi del nuovo impianto HMU3 verrà installato un sistema di monitoraggio in continuo di O<sub>2</sub>, Temperatura, Portata fumi e degli inquinanti SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PTS, CO.

# **CONSIDERATO CHE: RELATIVAMENTE AL QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE**

## In relazione alla componente atmosfera e qualità dell'aria ante operam:

- Facendo seguito alle richieste formulate dal Ministero dell'Ambiente (MATTM) nel corso della riunione tenutasi in data 8 luglio 2010, la Raffineria ha integrato lo Studio di Impatto Ambientale fornendo approfondimenti in merito alla Caratterizzazione dello stato attuale di qualità dell'aria nell'area vasta;
- L'area vasta considerata è costituita dal territorio circostante la Raffineria centrato sulla medesima con 30 km di lato. Tale area, comprende i Comuni di Milazzo, San Filippo del Mela, Pace del Mela, Santa Lucia del Mela, Condò, San Pier Niceto, Gualtieri Sicaminò, Barcellona Pozzo di Gotto, Merì, Monforte San Giorgio, Roccavaldina,

Torregrotta, Terme Vigliatore, Valdina, Venetico, Spadafora, Rometta, Castoreale, Rodi Milici, Mazzarrà Sant'Andrea e Furnari.

- L'area vasta include il più grande polo industriale della Provincia di Messina che si estende dalla Raffineria alla zona industriale di Giammoro, frazione del Comune di Pace del Mela, sviluppandosi lungo il litorale per circa 16 km. Il territorio oggetto dello studio comprende anche importanti infrastrutture di trasporto (ferrovia, autostrada Messina - Palermo, S.S. 113) e portuali (porto commerciale e turistico di Milazzo).
- Le emissioni in atmosfera nel territorio sono generate da sorgenti fisse e da sorgenti mobili quali trasporti terrestri e marittimi. Le emissioni da sorgenti fisse derivano essenzialmente dai complessi industriali presenti sul territorio e in particolare dalla Raffineria e dalle Centrali Termoelettriche Edipower e Termica Milazzo, nonché da un rilevante numero di medie e piccole industrie ubicate nella cosiddetta "Area di Sviluppo Industriale (ASI)" che si allunga sul litorale ad est del Comune di Milazzo. In misura diversa per singolo inquinante contribuiscono alla qualità dell'aria anche le emissioni da impianti di riscaldamento/raffrescamento ad uso civile delle aree residenziali, da trasporto auto veicolare e marittimo, nonché da sorgenti naturali (Etna, aerosoli marini e polveri del deserto).
- La rete di monitoraggio da cui sono stati ricavati i dati di qualità dell'aria relativi agli inquinanti  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_2/\text{NO}_x$ ,  $\text{PM}_{10}$ ,  $\text{PM}_{2,5}$  e  $\text{O}_3$  è illustrata nella seguente tabella.

**Tabella : Rete di monitoraggio qualità dell'aria dell'area vasta (inquinanti  $\text{SO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_2/\text{NO}_x$ ,  $\text{PM}_{10}$ ,  $\text{PM}_{2,5}$  e  $\text{O}_3$ )**

Centralina	Gestore Rete	Distanza Raffineria (km)	Parametri monitorati					
			SO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>2</sub> /NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	O <sub>3</sub>
ilazzo "	Edipower	2,8	X	X	X	X	X	X
ilazzo Porto	Provincia	2	X					
chi	Provincia	0,1	X					
in Filippo del Mela	Edipower	2	X	X	X	X	X	X
andravecchia	Provincia	2,3	X					
ce del Mela	Edipower	2	X	X	X	X	X	X
Lucia del Mela	Provincia	3,1	X					
ce del Mela S.G.	Provincia	3	X					
ondrò	Provincia	5,2	X					
aldina	Edipower	7,2	X	X	X	X	X	X
Pier Niceto	Edipower	5,1	X	X	X	X	X	X
ammoro - Frazione ce del Mela	Provincia	3,4	X					

- Il Proponente dichiara che, come riportato nel documento della Regione Sicilia "Adempimenti attuativi del decreto legislativo 3 agosto 2007, n.152 *"Attuazione della direttiva 2004/107/Ce concernente l'arsenico, il cadmio, il mercurio, il nichel e gli idrocarburi policiclici aromatici nell'aria ambiente"* - Valutazione preliminare e zonizzazione preliminare - Luglio 2009", ad oggi sul territorio regionale non si rilevano in via continuativa metalli pesanti e IPA. La rete regionale di monitoraggio della qualità dell'aria è in fase di revisione ed adeguamento ai criteri stabiliti dagli standard europei: come concordato durante il *Tavolo tecnico regionale di coordinamento per la tutela della qualità dell'aria ambiente* istituito con l'art.3 del D.A. 176/GAB del 9 agosto 2007, le stazioni di monitoraggio per IPA e metalli saranno inserite nel contesto della rete regionale di monitoraggio nel nuovo assetto futuro.
- I dati di qualità dell'aria nell'area vasta presentati dal Proponente nelle integrazioni sono stati rilevati da:
  - stazioni rilevamento gestite dalla Provincia per gli anni 2008 e 2009;
  - stazioni rilevamento gestite da EdiPower per il quadriennio 2007 - 2010 (Gennaio - Luglio 2010).
- Sulla base dei valori misurati presso le stazioni di monitoraggio gestite dalla Provincia e da Edipower presentati dalla Raffineria, lo stato di qualità dell'aria nell'area vasta risulta essere sostanzialmente conforme a quanto indicato dalla normativa vigente per tutti gli inquinanti esaminati.
- In particolare per SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PM10 e CO risultano essere sostanzialmente rispettati tutti i limiti applicabili, sia in termini di medie che in termini di percentili, presso tutte le stazioni e per l'intero periodo analizzato.

- Inoltre anche i livelli di PM<sub>2,5</sub> risultano essere al di sotto dello standard di qualità (media annuale pari a 25 µg/m<sup>3</sup> da conseguire entro il 01/01/2015) indicato dalla nuova Direttiva 2008/50/CE sulla qualità dell'aria, recepita il 20 settembre 2010 con Dlgs 155/2010.
- Relativamente all'ozono, si osserva che il valore bersaglio (Media su 8 ore massima giornaliera pari a 120 µg/m<sup>3</sup> da non superare per più di 25 giorni all'anno) risulta rispettato presso tutte le stazioni sia considerando unicamente l'anno 2010 sia l'intero triennio 2008-2010. L'obiettivo a lungo termine (media su 8 ore massima giornaliera nell'arco di un anno civile pari a 120 µg/m<sup>3</sup>) risulta raggiunto solo presso la centralina di S. Filippo del Mela nel 2010. In tutte le stazioni considerate, i superamenti della Soglia di informazione (media oraria pari a 180 µg/m<sup>3</sup>) e della Soglia di allarme (media oraria pari a 240 µg/m<sup>3</sup>) sono invece limitati. La Raffineria sottolinea in ogni caso come, sulla base di una valutazione recentemente effettuata dall'Assessorato Regionale Territorio e Ambiente, l'area del Comprensorio del Mela non figura tra le Zone identificate come caratterizzate da situazioni di criticità per l'inquinante ozono registrate negli ultimi anni.

**In relazione alla componente atmosfera e qualità dell'aria in fase di cantiere e post - operam:**

- Nello Studio di Impatto Ambientale del Luglio 2008 erano stati presentati dal Proponente un assetto emissivo Ante Operam coincidente con l'assetto emissivo alla Massima Capacità Produttiva per cui è stata richiesta Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) nel Gennaio 2007 ed un assetto emissivo Post Operam sostanzialmente coincidente con quello Ante Operam. Per entrambi gli assetti sono stati valutati gli impatti sulla qualità dell'aria locale mediante simulazione modellistica.
- Successivamente, il Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) dell'AIA ha prescritto per la configurazione attuale della Raffineria un assetto emissivo differente rispetto a quanto richiesto in istanza dalla Raffineria, soprattutto in termini di flussi massici annuali. Tale assetto, pur considerato nel PIC AIA come corrispondente a livelli di prestazione inferiori alle BAT, viene proposto dalla Raffineria come *Nuovo assetto Ante-Operam* da considerare per il SIA "Nuovo impianto di Steam Reforming HMU3". L'assetto in oggetto è riportato nella seguente Tabella. Tale assetto emissivo, riferito alla configurazione impiantistica attuale, corrisponde ad una capacità produttiva pari a circa 8.5 Mt/anno.

**Tabella : Macroinquinanti: Flussi massici Ante-Operam proposto**

Parametro	t/a
NOx	2.447
SO <sub>2</sub>	10.000
Polveri	370
CO	1.200

- Considerato che con Determinazione Dirigenziale n. DSA/2004/010559 del Ministero dell'Ambiente – relativa alla verifica di esclusione dalla procedura di VIA per il progetto di “adeguamento dell'impianto di Cracking catalitico (FCC) per la produzione di benzina finita con 50 e 10ppm di zolfo della Raffineria di Milazzo (ME)” - sono state consentite variazioni sulle componenti emissive della Raffineria stessa, si riportano di seguito i valori emissivi di riferimento in termini di flussi massici annuali che tengono conto delle variazioni (in aumento o in diminuzione) ivi consentite.

**Tabella : Macroinquinanti: Flussi massici Ante-Operam**

Parametro	T/a
NOx	2.487
SO <sub>2</sub>	9.608
Polveri	349
CO	1.224

- Per quanto riguarda i microinquinanti, si riportano di seguito i valori di emissione annui relativi ai parametri considerati pertinenti alle attività svolte dalla Raffineria per la Configurazione emissiva Ante Operam. Tali valori sono stati stimati dal Proponente sulla base di una media delle produzioni massime consuntivate negli ultimi anni.

**Tabella: Microinquinanti: Flussi massici Ante-Operam**

Parametro	t/a
Cd	0.003
As	0.02
Cr VI	0.01
Ni	1.64
Se	0.03
Pb	0.05
Cu	0.06
Zn	0.23
Cloro (HCl)	19
Ammoniaca	7
IPA	0.0001
Benzene	2

- Il Proponente sottolinea che l'impatto relativo alle emissioni del nuovo impianto Steam Reformer HMU3 risulta limitato e verrà compensato da una ridistribuzione dei combustibili negli impianti esistenti. La Raffineria dichiara pertanto che la realizzazione del nuovo impianto non comporterà di fatto alcun incremento emissivo rispetto alla configurazione di riferimento iniziale di cui alla tabella relativa ai macroinquinanti.
- Con riferimento alla documentazione integrativa trasmessa dalla Società proponente in data 21/09/2010 ed acquisita al prot. CTV A/2010/3230 del 22/09/2010, si ritiene di non poter accogliere l'istanza in quanto la stessa richiede valori emissivi per la componente NOx – seppur per un periodo transitorio – di gran lunga superiori a quelli di riferimento di cui alla tabella precedente relativamente ai macroinquinanti.
- Per quanto riguarda i flussi emissivi prodotti dalla nuova unità HMU3, gli stessi sono riportati nella tabella seguente

**Tabella : Flussi emissivi impianto HMU3**

Portata	SO <sub>2</sub>		NOx		Polveri		CO	
Nm <sup>3</sup> /a	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>	t/a	mg/Nm <sup>3</sup>
434.081.886	15	35	87	200	2	5	35	80

- Di conseguenza, si ritiene che i valori emissivi in termini di flussi massici annuali della Raffineria all'adozione del provvedimento autorizzativo possano essere i seguenti:

**Tabella : Macroinquinanti:**

**Flussi massici alla data di ottenimento del provvedimento autorizzativo**

Parametro	Limite prescritto t/a
NOx	2.574
SO <sub>2</sub>	9.000
Polveri	270
CO	1.200

- In proposito, si evidenzia che a fronte del limitato aumento di NOx – che scaturirebbe comunque dalla costruzione del nuovo impianto di Steam Reforming – si realizza, fin dall'ottenimento dell'autorizzazione, una consistente riduzione dell'SO<sub>2</sub>, delle polveri e di CO. Tale riduzione ha un impatto positivo sulla qualità dell'aria nella zona interessata e compensa ampiamente il limitato aumento di NOx.

**In relazione alla componente rumore ante operam:**

- In assenza di Piani di Zonizzazione Acustica relativi ai Comuni Milazzo e S.Filippo del Mela, ove ricade la Raffineria, il confronto con i limiti è effettuato secondo le modalità seguenti:
  - per i punti situati sul perimetro della Raffineria si applica il limite di immissione per le aree industriali definito dal DPCM 01/03/91 e pari a 70 dBA diurni e notturni;
  - per i recettori sensibili si considera il limite di immissione previsto per la Classe V dal DPCM 14/11/97 e pari a 70 dBA diurni e 60 dBA notturni ed il limite di emissione previsto per la Classe V dal DPCM 14/11/97 e pari a 65 dBA diurni e 55 dBA notturni.
- Le più recenti campagne di monitoraggio delle emissioni sonore al perimetro e ai recettori sono state effettuate da RAM ai sensi di legge nel Maggio 2007. Le misurazioni sono state eseguite nel periodo notturno nel quale il rumore prodotto da altre sorgenti sonore (traffico ed altre attività umane) è ai livelli minimi e quindi può essere considerato il periodo in cui la Raffineria produce maggior disturbo alla popolazione residente nel territorio ad essa adiacente.
- I risultati delle misure effettuate in corrispondenza dei possibili recettori ed i risultati delle misure effettuate al perimetro dell'area industriale sono sempre inferiori ai limiti di legge.



**In relazione alla componente rumore in fase di cantiere e post - operam:**

- La propagazione del rumore è stata stimata con software previsionale denominato SOUNDPLAN (versione 6.4) prodotto dalla BRAUNSTEIN e BERNDT GMBH.
- Lo studio dell'impatto acustico dell'area in oggetto è stata condotta sommando al clima acustico nella situazione ante-operam le stime ottenute tramite simulazione numerica del contributo fornito dalle nuove sorgenti acustiche.
- Sulla base delle simulazioni effettuate si stima che, in seguito all'introduzione del nuovo impianto per la produzione di idrogeno che si prevede di realizzare all'interno della Raffineria di Milazzo, relativamente ai livelli di rumorosità, il clima acustico dell'area oggetto di valutazione rimarrà inalterato e sempre conforme ai limiti di legge applicabili.

**In relazione alla componente suolo e sottosuolo ante operam:**

- L'ampia pianura alluvionale della piana di Milazzo, ove è localizzata la Raffineria, è formata da depositi di origine marina (calcareniti e sabbie organogene) e di origine fluvio deltizia (sabbie, ghiaie e conglomerati). Le formazioni affioranti nell'area in esame presentano caratteristiche idrogeologiche diverse e variabili.
- I sondaggi geognostici realizzati nell'area della Raffineria permettono di definire con maggior dettaglio le caratteristiche dei materiali costituenti i primi metri del sottosuolo. Dalle stratigrafie si rileva che, a partire dal piano campagna sino a raggiungere 10-14 m di profondità, tutta l'area è caratterizzata dalla presenza di sabbie a granulometria mediofine, con presenza di ghiaie e ciottoli. Occasionalmente (ad esempio ad Est del Torrente Corriolo), a partire da 5 m di profondità, si rinvencono sabbie fini con apprezzabile presenza di frazioni limose. Dalle stratigrafie dei pozzi esistenti nell'area, si riscontra, in particolare, la presenza di una formazione argillosa compatta, di colore grigio-giallastro, a volte tendente al grigioverastro, che confina inferiormente l'acquifero superficiale e che è rinvenibile ad una profondità variabile tra 20 e 50 m da p.c.. Di grande interesse risulta essere la variazione di profondità a cui si riscontra tale orizzonte: verso la costa, infatti, si rilevano le argille ad una profondità attorno ai 23-28 m, mentre spostandosi verso l'entroterra, l'orizzonte argilloso si approfondisce e comincia a comparire prima intorno ai 30 metri e poi, più a Sud, intorno ai 38-45 m da p.c. (al proposito si veda l'Allegato 3). Al di sotto di tale formazione argillosa, di spessore variabile, si riscontra, invece, una successione stratigrafica data dalla continua alternanza di litotipi grossolani e medio-grossolani (sabbie e ghiaie), di spessore variabile da 10-15 metri a 25-30 metri, con livelli impermeabili (argille) spessi fino a 60 m.

- La composizione litologica e l'assetto strutturale determinano una circolazione sotterranea caratterizzata da una certa discontinuità, che è possibile tuttavia ricondurre ad un'unica falda freatica di spessore variabile.
- L'acquifero freatico, nella porzione a monte rispetto alla Raffineria, è utilizzato per l'approvvigionamento di acqua ad uso industriale.
- Gli acquiferi inferiori, invece, risultano confinati e contengono falde in pressione, così come si può rilevare dai pozzi profondi ubicati in aree limitrofe alla Raffineria. Il primo degli acquiferi confinati di una certa importanza è posto a profondità variabili tra 115 e 174 m ed è separato da quello superficiale da un potente livello di marne e marne argillose plioceniche, con spessori prossimi a 100 m.
- All'interno dell'area della Raffineria, ad Ovest e a Sud degli impianti, sono attualmente presenti n. 21 pozzi per approvvigionamento idrico. I pozzi industriali attivi nell'area, il cui emungimento è regolato anche sulla base delle concentrazioni dei Cloruri rilevate negli stessi, contribuiscono a contenere entro i confini di Stabilimento le acque di falda transanti nel sottosuolo.
- La Legge Finanziaria 2006 ha identificato l'area industriale di Milazzo Sito di Interesse Nazionale per la bonifica e il ripristino ambientale. La perimetrazione del sito è stata individuata con apposito Decreto del 11/08/06.
- Nel corso del 2000, la RAM ha avviato l'iter procedurale previsto dal DM 471/1999. A partire da tale data, la raffineria ha effettuato una serie di indagini conoscitive presso le proprie aree: le determinazioni analitiche sui campioni di suolo prelevati nel corso delle suddette indagini non hanno evidenziato elementi di particolare criticità. I monitoraggi sulla qualità della falda effettuati a cadenza regolare a partire dal 2000 hanno evidenziato che la zona Nord-Ovest del sito è quella principalmente interessata da contaminazione da idrocarburi; nella stessa area è stata rilevata la presenza di MTBE; i metalli appaiono sostanzialmente nei limiti, ad esclusione di alcuni piezometri che presentano contaminazione da Arsenico. Le diverse indagini hanno sempre evidenziato l'assenza di prodotto surnatante e l'assenza di sorgenti attive di contaminazione.
- La Raffineria ha elaborato la proposta di Piano di Caratterizzazione dell'area, inviato agli enti competenti nel giugno 2006. E' in fase di avvio l'iter istruttorio.

In relazione alla componente suolo e sottosuolo in fase di cantiere e post - operam:

- La realizzazione di nuovo impianto avverrà in aree comprese all'interno dei limiti del sito Raffineria di Milazzo e non comporterà ulteriori occupazioni del suolo.
- In fase di cantiere, gli impatti sul suolo e sottosuolo saranno legati principalmente alle lavorazioni previste per le attività di scavo dei terreni per le fondazioni e la costruzione del nuovo impianto in progetto.
- Per quanto concerne il volume di terreno provenienti dalle operazioni di scavo il proponente dichiara: "queste operazioni produrranno 40.000 m<sup>3</sup> circa di terre e roccia da scavo. Tutti i terreni di risulta prodotti durante le attività di cantiere verranno

*inviati in discarica. Le attività di smaltimento/recupero saranno condotte in accordo alla vigente normativa in materia ambientale (classificazione ai sensi dell'Art. 184 del DLgs 152/06, conformemente alle indicazioni contenute nell'Art. 2 della Decisione 2000/532/CE e successive modifiche, e al DM 03/09/05 - Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica (GU 201 del 30/08/05))".*

- Il proponente dichiara inoltre che: *"preliminarmente alla realizzazione del nuovo impianto si intraprenderanno tutte le azioni richieste dalla vigente normativa in particolare finalizzate allo svincolo dell'area di interesse. Nell'ambito dell'esecuzioni di queste attività verranno predisposti specifici piani di gestione dei materiali di scavo"*.
- In fase d'esercizio dell'impianto in esame, il proponente dichiara che esso non rientra in aree soggette a rischi geologici e idrogeologici e non sono attese interferenze negative tra le attività svolte e le componenti ambientali suolo, sottosuolo e acque sotterranee, in quanto adeguate misure di mitigazione e controllo rendono trascurabili le interazioni su tale componente.
- Le opere in progetto non rientrano in un'area a rischio sismico o in un'area soggetta a fenomeni di dissesto idrogeologico o alluvionale, escludendo, quindi, conseguenza di rilievo sull'esercizio degli impianti.

**In relazione alla componente ambiente idrico ante operam:**

- Il reticolo idrografico che sfocia nella Riviera di Levante del Golfo di Milazzo è costituito dai quattro brevi corsi d'acqua a regime torrentizio, con assi orientati circa Nord-Sud (Fiumara di Niceto, Torrente Muto, Roggia Cucugliata e Torrente Corriolo). Il Torrente Mela, che ha il proprio bacino imbrifero più a Ovest rispetto ai corsi d'acqua sopra menzionati, presenta un andamento di deflusso verso Nord Nord Ovest e sfocia sulla Riviera di Ponente di Milazzo, nel Golfo di Patti.
- I corsi d'acqua possono rimanere per molti mesi in secca per la forte stagionalità delle precipitazioni. Le portate cominciano a salire ad Ottobre, e più fortemente in Dicembre, toccando punte massime in Gennaio o Febbraio per poi riabbassarsi in Aprile e deprimersi, infine, ai minimi estivi. Il deflusso medio annuo non arriva in genere al metro cubo, toccando nei mesi estivi minimi tra un decimo ed un ventesimo di metro cubo.
- La Raffineria si affaccia sulla parte occidentale del Golfo di Milazzo, compreso tra capo Rosocolmo ad Est e Capo Milazzo ad Ovest. Il settore orientale del Golfo è caratterizzato da una linea di costa abbastanza uniforme e priva di insenature. La Penisola di Milazzo che chiude il Golfo ad Ovest è costituita da un promontorio a forma di falce, stretto e allungato in direzione Nord-Sud che ha un'altezza media di circa 70 m. Essa presenta coste ripide e frastagliate e poggia su una piattaforma sommersa a gradinate sempre più ampie che sul versante orientale si risolvono ben presto nello strapiombo della scarpata.

- Per quanto riguarda le condizioni al largo del Golfo di Milazzo, la rosa annuale dello stato del mare evidenzia la prevalenza del moto ondoso proveniente da ponente. Le altezze d'onda osservate raggiungono i 5,5 metri.

In relazione alla componente ambiente idrico in fase di cantiere e post - operam:

**Prelievi**

- Il proponente dichiara che i fabbisogni idrici del nuovo impianto sarà pari a 24 m<sup>3</sup>/h di acqua demineralizzata e di 145 m<sup>3</sup>/h.
- L'acqua demineralizzata necessaria alla nuova unità verrà recuperata in parte all'interno dell'unità stessa e in parte dalla rete di recupero condense esistente della raffineria. In tale ambito non si prevedono pertanto prelievi aggiuntivi di risorsa idrica.
- Per quanto concerne l'acqua di raffreddamento, il nuovo impianto sarà collegato al circuito chiuso di raffreddamento della Raffineria, con un consumo reale di acqua, una volta riempito il circuito, costituito dalla sola integrazione con acqua di make up.
- I consumi idrici delle configurazioni Ante Operam e Post Operam sono riportate nella tabella seguente:

Parametro	UdM	Configurazione Ante Operam	Configurazione Post Operam
Acqua da Acquedotto	m <sup>3</sup> /a	15.000	15.000
Acqua da Pozzo	m <sup>3</sup> /a	6.683.880	6.683.880
Acqua mare	m <sup>3</sup> /a	480.000	480.000
Acqua impianto depurazione	m <sup>3</sup> /a	3.066.00	3.066.00

**Scarichi idrici**

- Gli effluenti idrici previsti dalla nuova unità saranno costituiti esclusivamente dalle acque meteoriche e dal blow down liquido di linee ed apparecchiature. Le acque meteoriche ricadenti sulla nuova area di impianto (circa 0,01 m<sup>3</sup>/h) verranno inviate all'impianto TAS per essere sottoposte a trattamento prima dello scarico a mare, mentre il blow down liquido verrà ricircolato nel circuito di raffreddamento di Raffineria. Gli scarichi occasionali verranno raccolti in impianto ed inviati successivamente a recupero all'interno dell'impianto stesso. Nessun effluente di processo prodotto dal nuovo impianto verrà pertanto inviato con continuità nella rete fognaria esistente di Raffineria.
- Gli scarichi idrici delle configurazioni Ante Operam e Post Operam:

Parametro	UdM	Configurazione Ante Operam	Configurazione Post Operam
Acqua scaricata a mare	m <sup>3</sup> /a	5.250.000	5.250.000
Ricircolo	m <sup>3</sup> /a	3.066.000	3.066.000

In relazione alla componente ecosistemi, fauna e flora ante operam:

- L'area di circa 10 km circostante la Raffineria di Milazzo presenta una fauna decisamente povera in modo particolare per quanto riguarda le specie di interesse per la conservazione. La causa evidente di questo impoverimento è nell'elevata alterazione di origine antropica del territorio, che ha causato la rarefazione degli habitat naturali in favore dello sviluppo del sistema insediativo e delle attività agricole.
- Alla morfologia ed alla vegetazione delle rupi costiere è legata la presenza di specie tipiche mediterranee come il Passero solitario; la presenza di grotte nei rilievi di Capo Milazzo conferisce all'area un'elevata vocazionalità per le specie di pipistrelli ad abitudini troglodile. Sono legati all'habitat urbano il Molosso dei Cestoni ed il Geco verrucoso.
- La forte compenetrazione di agrumeti e oliveti con il tessuto urbano nella parte centrale del capo Milazzo fa sì che ampie aree residenziali abbiano potenzialità per la fauna simili a quelle dei nuclei di colture legnose agrarie. Alcuni dei pipistrelli, così come i rapaci notturni, possono utilizzare queste aree dal punto di vista trofico, per le densità rispettivamente di insetti e micromammiferi. Piante anziane e cave possono inoltre fornire siti di nidificazione per l'assiolo.
- Le serre presenti sul Capo Milazzo possono ospitare solo sporadicamente elementi delle comunità animali legate alle zone a predominanza di seminativi. In particolare si riscontra la presenza di gheppio, barbagianni, assiolo, alcune specie di pipistrelli. Ad elementi marginali come i muretti a secco è legata la presenza di habitat agricolo della maggior parte dei Rettili, tra cui il Geco verrucoso. Ai serbatoi d'acqua può essere legata la presenza di alcune specie di Anfibi; l'unico sito potenziale individuato è però lontano dall'area d'intervento, ad alcuni chilometri dalla costa.
- I corsi d'acqua rappresentano al contrario per la fauna un importante elemento di diversificazione del territorio, soprattutto se ben vegetati e con portata d'acqua continua. I corsi d'acqua presenti in quest'area hanno carattere torrentizio con lunghi periodi di secca; non sono quindi in grado, almeno nell'area esaminata, di sostenere comunità di Vertebrati legate alle zone umide.
- L'area naturale protetta situata nelle vicinanze dell'area di indagine, così come si evince dalla relativa cartografia allegata al SIA è il SIC ITA030032, denominato "Capo Milazzo" situato a circa 4,5 Km ad nord-ovest del sito industriale di Milazzo.

**In relazione alla componente ecosistemi, fauna e flora in fase di cantiere e post - operam:**

- Dal punto di vista flogistico e faunistico, l'impianto di progetto non comporta significativi mutamenti alla presente situazione, in quanto l'intervento si inserisce in zone già da tempo destinate esclusivamente ad uso industriale.
- Per quanto riguarda la componente faunistica, l'esercizio della Raffineria nel nuovo assetto provocherà minime interferenze con l'avifauna attraverso le emissioni in aria dal camino ed attraverso la propagazione di rumore. Gli impatti sui popolamenti presenti nell'area esaminata non sono tuttavia considerati di rilievo data la natura storicamente industriale dell'area.

- La Valutazione di Incidenza, redatta ai sensi della Direttiva Habitat, focalizza le interferenze generate dall'opera nell'area naturale protetta SIC prossima alla raffineria e dai risultati ottenuti non si prevede che vi siano effetti negativi degli interventi nell'area SIC e pertanto non è stata condotta oltre il livello II.

In relazione alla componente paesaggio ante - operam:

- L'ambito di intervento presenta alcune peculiarità morfologiche uniche nel paesaggio provinciale: comprende innanzitutto la più vasta area pianeggiante della Provincia di Messina, a cui si contrappongono i primi contrafforti collinari dei monti Peloritani verso Sud e a Nord Ovest la penisola cristallina di Milazzo. La pianura costituisce l'elemento di collegamento tra i rilievi collinari presenti a Sud e la penisola di Milazzo.
- Le aree collinari della zona di interesse sono caratterizzate da utilizzi a legnose agrarie. La Piana è l'ambiente più antropizzato incluso nell'area di indagine.
- All'interno della zona di progetto è ubicato un gran numero di installazioni per il trasporto stradale, ferroviario, per lo stoccaggio, le trasformazioni di prodotti chimici e per costruzioni meccaniche dell'industria medio-leggera. Le installazioni più elevate all'interno dell'area industriale sono i camini, la cui altezza oscilla intorno agli 80 m circa.

In relazione alla componente paesaggio in fase di cantiere e post - operam:

- Dal punto di vista dell'impatto paesaggistico, ciò che influisce maggiormente sulla visibilità e sulla percezione dell'intervento è rappresentato dalla realizzazione del nuovo camino E30 dell'impianto HMU3 di altezza prevista pari a 75 m e diametro 1,38 m.
- Sulla base degli elementi conoscitivi del territorio, sono stati definiti 5 punti di vista ritenuti rilevanti per rappresentare la visualità dell'opera:
  - dalla SS 113 con direzione di ripresa Est;
  - dalla SS 113 con direzione di ripresa Sud Est;
  - dal cavalcavia adiacente alla stazione ferroviaria di Milazzo con direzione di ripresa Sud Ovest;
  - dal cavalcavia adiacente alla stazione ferroviaria di Milazzo con direzione di ripresa Sud Ovest;
  - dal Lungomare Garibaldi di Milazzo con direzione di ripresa Ovest-Nord Ovest.
- I cinque fotoinserimenti (riportati nel SIA) evidenziano un impatto sul paesaggio delle opere in progetto di natura trascurabile: da tutti i punti di osservazione considerati le opere in progetto sono percepibili in modo per lo più occasionale.

In relazione alla componente rifiuti:

- La gestione di rifiuti verrà effettuata nel rispetto delle norme vigenti in materia. Tutti i rifiuti saranno appositamente separati e raccolti in appositi raccoglitori al fine di effettuarne la differenziazione prima del conferimento.
- I rifiuti addizionali prodotti dalla nuova unità sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dall'attività di manutenzione di tipologia e qualità comparabile a quelli attualmente prodotti dalla Raffineria.
- L'adeguamento prevede l'utilizzo di catalizzatori tradizionali, che dal punto di vista chimico-fisico sono del tutto identici a quelli che vengono utilizzati in analoghi processi e che saranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.
- La rigenerazione dei catalizzatori della nuova unità verrà effettuata fuori sito da società specializzate del settore. La produzione di catalizzatori esausti è stata stimata in circa 16 t/a. Una precisa stima qualitativa e quantitativa dei rifiuti prodotti durante la manutenzione è praticamente impossibile in quanto legata a molteplici fattori (regime di produzione, grado di pulizia delle apparecchiature e dei serbatoi, esigenze tecnologiche) variabili nel tempo.
- Nella seguente Tabella è riportato il confronto tra la produzione di rifiuti prevista per la configurazione Ante Operam e Post Operam.

Parametro	UdM	Configurazione Ante Operam	Configurazione Post Operam
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t	12.516	12.532

In relazione alla componente traffico indotto:

- A seguito dell'inserimento del nuovo impianto HMU3, non si prevedono variazioni nel flusso di materie prime in ingresso e di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria rispetto alla configurazione attuale. Anche il traffico legato alla loro movimentazione rimarrà pertanto invariato rispetto alla configurazione di riferimento.

**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 riguardante la modifica alla Raffineria di Milazzo, costituita dalla realizzazione di un nuovo impianto di Steam Reforming HMU3 da realizzarsi in Comune di Milazzo (ME), presentato da Raffineria di Milazzo S.p.A., a condizione che si ottemperi alle seguenti prescrizioni:**

## Emissioni in atmosfera

- Vengano rispettati i limiti per le emissioni convogliate in atmosfera per l'intero complesso di raffineria (bolla) riportati nel Parere Istruttorio Conclusivo relativo al procedimento di Autorizzazione Integrata Ambientale della configurazione attuale della Raffineria. Tali limiti, riportati nella tabella seguente, si intendono comprensivi anche del contributo emissivo del nuovo impianto di Steam Reforming HMU3. Il Gestore dovrà sviluppare entro 24 mesi dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria uno studio che permetta di raggiungere i limiti di 300 mg/Nmc per gli NOx, di 800 mg/Nmc per gli SOx e di 30 mg/Nmc per le Polveri entro i successivi 12 mesi.

Parametro	Limite prescritto mg/Nmc
NOx	350 dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria 300 a partire da 36 mesi dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria
SO <sub>2</sub>	900 dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria 800 a partire da 36 mesi dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria
Polveri	40 dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria 30 a partire da 36 mesi dal rilascio del Decreto AIA per la configurazione esistente della Raffineria
CO	100
COV	20
H <sub>2</sub> S	3
NH <sub>3</sub> e compo-sti a base cloro	30

- Dovranno inoltre essere rispettati i limiti in termini di flussi massici totali annuali, così come di seguito indicato:

### Tabella : Macroinquinanti:

#### Flussi massici alla data di ottenimento del provvedimento di autorizzazione

Parametro	Limite prescritto t/a
NOx	2.574
SO <sub>2</sub>	9.000
Polveri	270
CO	1.200



3. Per i microinquinanti organici ed inorganici in riferimento alle sostanze individuate ai punti 1.2; 1.3 ed alle altre sostanze sotto forma di gas e vapore di cui al punto 1.4, punti riferiti alla Sezione 1 parte IV dell'Allegato I alla parte V del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Riduzione Emissioni in Atmosfera e Qualità dell'Aria), dovranno essere effettuate misurazioni, in accordo con ARPA Sicilia, per il calcolo delle concentrazioni di bolla delle sostanze sopra richiamate nella configurazione della Raffineria ante operam ed a sei mesi dalla successiva configurazione post operam.
4. Il camino E30 del nuovo impianto Steam Reformer HMU3 dovrà essere dotato, in accordo alla norma EN 14181, di un sistema di misurazione in continuo di portata volumetrica dei fumi, della misura della T e delle concentrazioni di SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, PTS, CO e ossigeno.
5. Il Proponente dovrà estendere il progetto LDAR per il monitoraggio e la riduzione delle emissioni diffuse al nuovo impianto HMU3.
6. Lo scarico TAS dovrà rispettare i valori limite definiti dalla normativa settoriale D.Lgs. 152/06 e successive modificazioni e integrazioni (Tab. 3, All.V, Parte III, in acque superficiali). In particolare, a partire da 6 mesi dalla realizzazione del revamping della sezione biologica dell'impianto TAP, il valore limite autorizzato per i solidi sospesi nelle acque di scarico passerà da 80 mg/l a 10 mg/l per l'acqua destinata al recupero e al valore di 50 mg/l per l'acqua che scarica direttamente a mare, la quale dovrà essere  $\leq$  al 50% della quantità totale di acqua trattata. A tali limiti vengono inoltre aggiunte nuove prescrizioni per alcuni parametri non normati dalla normativa vigente come riportato nella seguente tabella:

Inquinante / Parametro	Limite / Prescrizione
MTBE	$\leq 0,1$ mg/l
Azoto totale	$\leq 20$ mg/l
Vanadio	$\leq 1$ mg/l
Benzene	$\leq 0,05$ mg/l
Toluene	$\leq 0,05$ mg/l
Xilene	$\leq 0,05$ mg/l
AOX	$\leq 0,1$ mg/l

7. Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti, al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche. Il gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni sei mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.
8. Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei

14  
rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

9. La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.
10. Il Gestore deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione illustrate nel Decreto ALA per la configurazione esistente della Raffineria.
11. Nell'effettuare il deposito temporaneo il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni 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. Dovranno altresì essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.
12. Relativamente allo stoccaggio provvisorio dei rifiuti speciali prodotti in proprio presso la raffineria, si autorizza con il rispetto delle seguenti prescrizioni:
- 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) sono le seguenti con i relativi quantitativi massimi stoccabili:
    - 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 riportati di seguito, per un totale di 1.440 tonnellate con una capacità massima di stoccaggio di circa 1 tonnellata per mq:
- 15

**Rifiuti non pericolosi:**

- **050110** fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, diversi da quelli di cui alla voce 050109
- **050199** rifiuti non specificati altrimenti
- **060603** rifiuti contenenti solfuri, diversi da quelli di cui alla voce 060602
- **150102** imballaggi in plastica
- **150104** imballaggi metallici
- **150107** imballaggi in vetro
- **150203** assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202
- **160214** apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213
- **160304** rifiuti inorganici, diversi da quelli di cui alla voce 160303
- **160803** catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione o composti di metalli di transizione, non specificati altrimenti
- **160804** catalizzatori liquidi esauriti per il cracking catalitico (tranne 160807)
- **161106** rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 161105
- **170411** cavi, diversi da quelli di cui alla voce 170410
- **190905** resine a scambio ionico saturate o esaurite
- **200136** apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci 200121, 200123 e 200135
- **200139** plastica

- b. rifiuti speciali pericolosi prodotti in proprio di cui all'All. D della parte quarta del D. Lgs. 152/06, individuabili con i codici CER, per un totale di 3.193 tonnellate con una capacità massima di stoccaggio di circa 1 tonnellata per mq.

**Rifiuti pericolosi:**

- **050103\*** morchie depositate sul fondo dei serbatoi
- **050106\*** fanghi oleosi prodotti dalla manutenzione di impianti e apparecchiature
- **050109\*** fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, contenenti sostanze pericolose
- **050115\*** filtri di argilla esauriti
- **060313\*** sali e loro soluzioni, contenenti metalli pesanti
- **061302\*** carbone attivato esaurito (tranne 060702)
- **100116\*** ceneri leggere prodotte dal colcenerimento, contenenti sostanze pericolose
- **120116\*** materiale abrasivo di scarto, contenente sostanze pericolose
- **130301\*** oli isolanti e termoisolanti, contenenti PCB
- **150110\*** imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze
- **150202\*** assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose
- **160209\*** trasformatori e condensatori contenenti PCB
- **160601\*** batterie al piombo
- **160602\*** batterie al nichel-cadmio
- **160802\*** catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi
- **160807\*** catalizzatori esauriti contaminati da sostanze pericolose
- **170503\*** terra e rocce, contenenti sostanze pericolose
- **170601\*** materiali isolanti contenenti amianto
- **170603\*** altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose
- **170605\*** materiali da costruzione contenenti amianto
- c. - **200121\*** tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio

13. Lo stoccaggio dovrà costituire fase preliminare al conferimento in altri impianti di smaltimento o recupero autorizzati;

14. I rifiuti prodotti dovranno essere smaltiti non oltre 12 mesi dalla data della loro produzione;

15. 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;
16. I contenitori di cui al punto precedente dovranno essere collocati esclusivamente nell'area di deposito preliminare (zona nord-est) nei punti indicati:
- Zona A – Rifiuti non pericolosi
- Zona B – Rifiuti pericolosi
- Zona C – Rifiuti pericolosi
17. 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.
18. Il Proponente è altresì tenuto al rispetto di tutte le altre prescrizioni contenute nel Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale relativo alla configurazione impiantistica attuale.
19. Il Proponente dovrà effettuare campagne di rilevamento del clima acustico ante operam e post operam con gli impianti alla massima potenza di esercizio con le modalità ed i criteri contenuti nel DM 16-03-98 o, in base ad eventuali sopraggiunti strumenti normativi di settore, finalizzate a verificare il rispetto dei valori imposti dal DPCM 14-11-97 o al rispetto di eventuali strumenti normativi sopraggiunti. Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalle suddette normative, dovranno essere attuate adeguate misure di contenimento delle emissioni sonore, sulle vie di propagazione e direttamente sui recettori. La prima campagna di rilevamento dovrà essere effettuata a seguito dell'entrata in esercizio delle modifiche impiantistiche e la documentazione delle suddette campagne dovrà essere trasmessa alle Autorità competenti; durante la costruzione della nuova unità il proponente dovrà effettuare misure di rumore ambientale in prossimità dei recettori sensibili e valutare con le Autorità locali l'opportunità di adottare eventuali interventi mitigativi alla sorgente o presso i recettori, i cui oneri saranno a carico del Proponente.
20. Prima dell'inizio dei lavori il Proponente dovrà ottenere da parte della Direzione Qualità della Vita del Ministero dell'Ambiente la restituzione agli usi legittimi delle aree di intervento ai fini dell'esecuzione delle opere illustrate nel progetto, così come previsto dalla normativa vigente relativa ai Siti di Interesse Nazionale.
21. Dovrà essere attuato il piano di monitoraggio predisposto dalla Commissione IPPC ed allegato al presente parere.

L'ottemperanza alle prescrizioni n. 1, 2, 3, 11, 20 andrà verificata dal MATTM.  
L'ottemperanza alle prescrizioni n. 4, 5, 6, 12 e 19 andrà verificata da ARPA.

**Allegato al Parere n. 608  
del 16 dicembre 2010**

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

## INDICE

PREMESSA .....	31
Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano .....	31
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME .....	32
Consumi/Utilizzi di materie prime .....	32
Consumi idrici .....	33
Consumi energetici .....	33
Bilancio dello zolfo .....	34
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA .....	35
Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative .....	35
Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative .....	38
Sistema torcia .....	40
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	43
Scarichi e relative prescrizioni .....	43
4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE .....	46
5. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY .....	47
6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA .....	48
8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI .....	50
9. MONITORAGGIO ODORI .....	51
10. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI .....	55
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate .....	55
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate .....	56
Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas) .....	57
Metodi di analisi elementare del BTZ .....	57
Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali .....	57
Calcolo concentrazione SO <sub>2</sub> .....	57
Determinazione fattore emissione NO <sub>x</sub> e controllo del CO .....	58
Determinazione rendimento di desolforazione .....	59
Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico .....	59
Metodi analisi acque reflue .....	60
Misure continue .....	60
Misure di laboratorio .....	61
Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee .....	62
Metodo di misura del rumore .....	63
11. ATTIVITA' DI QA/QC .....	65
Sistema di monitoraggio in continuo (SMC) .....	65
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi .....	65
Analisi delle acque in laboratorio .....	66
Campionamenti .....	67
12. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO .....	68
Attività a carico del Gestore .....	68
Attività a carico dell'Ente di Controllo .....	68
13. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....	69
Definizioni .....	69
Validazione dei dati .....	70
Indisponibilità dei dati di monitoraggio .....	71
Eventuali non conformità .....	71
Obbligo di comunicazione annuale .....	71
Dichiarazione di conformità all'AIA .....	71
Reporting in situazioni di emergenza .....	73

Reporting mensile RAFFINERIA.....	74
Reporting annuale RAFFINERIA.....	74
Gestione e presentazione dei dati.....	77

# 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.

Qualora durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, e ciò sia su proposta motivata da parte del gestore che su richiesta di ISPRA, le promosse istanze potranno essere oggetto d'esame e valutazione da parte dell'Autorità Competente.

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 dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo", rev. 30 Gennaio 2007 trasmesso a Giugno 2009.

## 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.

### FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"<sup>1</sup> 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, si stabilisce inoltre che:

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

<sup>1</sup> 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.



affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio.

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.

### 3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

#### 3.1 Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati almeno i consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, chemicals, metano, fuel gas e fuel oil secondo le modalità riportate nella seguente tabella 1.

**Tabella 1 Consumi di materie prime e combustibili:**

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità registrazione controlli	di dei
Greggio	Volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Alla ricezione	Sistema informatico (database in formato elettronico) e registro d'impianto	
Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume serbatoi e calcolo della massa	Tonn	Alla ricezione		
Idrogeno	Contatore e flange di misura	Tonn	Giornaliera		
Additivi blending	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino	Tonn	Alla ricezione		
Chemicals impianti	Bolla di consegna al magazzino	Tonn	Alla ricezione		
Metano	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera		
Fuel gas	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera		
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera		

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO<sub>2</sub>, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze.

In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA, con indicazione dei punti di misura e tipologie dei contatori/sistemi di misura.

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio e dei combustibili (metano, fuel gas, gasolio, fuel oil) indicati in tabella 1. Il Gestore deve inoltre indicare nel rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

Mensilmente deve essere effettuata sul Fuel oil l'analisi dei seguenti microinquinanti: arsenico, antimonio, berillio, cadmio, cobalto cromo, manganese, mercurio, piombo, nichel, rame, selenio, tallio, vanadio e zinco.

### 3.2 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.).

Le registrazioni dei consumi devono essere fatte settimanalmente specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, raffreddamento, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2.

**Tabella 2 Consumi idrici:**

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata m <sup>3</sup> /mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Contatore			Settimanale	database in formato elettronico registro d'impianto
Acqua pozzo	Contatore				
Acqua TAP					
Acqua potabile	Contatore				

### 3.3 Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3.

**Tabella 3 Consumi di energia elettrica e termica:**

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh/mese	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore		Giornaliera	database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprod.	Contatore		Giornaliera	

### 3.4 Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo nel quale dovrà essere chiaramente indicato se il singolo dato riportato è derivante da una misura/stima/calcolo e il corrispondente sistema di misura o stima/calcolo.

## 4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

### 4.1 Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilita nella successiva tabella 4.

- E1 – 2 camini forno F1- Topping 3
- E3 – 2 camini forno F1- Topping 4
- E5 – camino forno F1- Vacuum
- E6 – camino forno F102 - FCC
- E7 – camino CO boiler – FCC
- E8 – camino forno desolforazione benzine e reforming catalitico(unico)
- E9 – camino forno desolforazione distillati medi (HDS-1)
- E10 – camino forno post-combustore impianto zolfo
- E12 – fornello F302 – impianto rigenerazione  $H_2SO_4$
- E13 – Vent C306 – impianto rigenerazione  $H_2SO_4$
- E14 – camino CTE (caldaia 5+ TG + C201)
- E17 – camino emergenza – FCC ( normalmente non in funzione)
- E22 – Vent atmosferico da VRU caricamento autobotti benzine
- E23 – scarico VRU pontile 1
- E25 – camino impianto di conversione (UNICRACKER+  $H_2$ +LCF)
- E26 – camino forno di desolforazione gasoli 2 (HDS-2)
- E27 – camino forno di desolforazione nafta 2 (HDT-2)
- E30 - camino forno impianto HMU3

Per i punti di emissione E29 – “Vent” impianto T.A.Z. e 1/..35 – cappe di laboratorio, come sfiati in atmosfera non soggetti agli obblighi di monitoraggio, si dovranno rispettare i limiti generali indicati nel D.Lgs. 152/06.

Il Gestore deve sottoporre per approvazione all'Autorità competente e all'Ente di controllo, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, la procedura che intende adottare per il calcolo della Bolla di Raffineria (mensile e giornaliera) e delle emissioni in massa annue.

**Tabella 4 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai punti di emissione di Raffineria**

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo monitoraggio	di Metodi e riferimento std
SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) CO PTS Ossigeno Temp. (entro 12 m) Portata (entro 12 m)	Camino E1 Camino E3 Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 Camino E14 Camino E25 Camino E26 Camino E27 Camino E30	Continuo	NDIR NDIR NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> (come NO <sub>2</sub> ) CO PTS Ossigeno Temperatura Portata	Camino E1 Camino E3 Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 Camino E9 Camino E10 ad eccezione del parametro Polveri) Camino E12 Camino E13 (ad eccezione dei parametri NO <sub>x</sub> , CO e Polveri) Camino E14 Camino E25 Camino E26 Camino E27 Camino E30	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate
Arsenico Cadmio Cadmio Cobalto	Camino E1 Camino E3	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi

Inquinante/ Parametro	Punto di emissione	Tipo monitoraggio	di Metodi e std riferimento
Cromo Mercurio Nichel Piombo Rame Selenio Vanadio Zinco PM10 IPA Ossigeno Tempertaura Portata	Camino E5 Camino E6 Camino E7 Camino E8 (solo PM10) Camino E9 (solo PM10) Camino E14 (solo PM10) Camino E25 Camino E26 (solo PM10) Camino E27 (solo PM10) Camino E30 (solo PM10)		convogliate.  Laboratorio certificato  <i>refu</i>
H <sub>2</sub> S Resa di conversione	Unità recupero zolfo in ingresso (*) Camino E10 - Unità recupero zolfo in uscita	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato
Benzene HC totali	E22, E23 - Unità di Recupero Vapori	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato

(\*) Per l'Unità recupero zolfo in ingresso, il Gestore presenterà ad ISPRA, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA per approvazione, una specifica procedura con una metodologia di calcolo alternativa per la resa di conversione dello zolfo, basata sulla misurazione dello zolfo puro prodotto insieme ai dati a camino, per dimostrarne la maggiore affidabilità.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo (punto di rilascio in atmosfera dei gas di rigenerazione).

#### Altre indicazioni:

- Parametri operativi (1): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologie e delle quantità processate (cariche, soluzioni, etc.) nelle singole unità di processo.
- Parametri operativi (2): Misura e annotazione sul registro d'impianto e database su formato elettronico delle tipologia e quantità di combustibile impiegato nei processi di combustione.
- Parametri operativi (3): Annotazione su registro d'impianto e database elettronico delle medie orarie superiori ai valori soglia di bolla.
- Modalità di registrazione dei controlli: Registrazione su sistema informativo per i controlli in continuo; bollettini analitici e database su formato elettronico per i controlli periodici.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

## 4.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative

Il Gestore deve sviluppare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA e del presente piano di monitoraggio e controllo, un programma scritto di LDAR, con indicazione delle sequenze di censimento degli impianti, delle tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e delle metodologie da adottare, ed, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, il completamento del censimento delle sorgenti di emissioni fuggitive ed avvio delle attività di monitoraggio ed intervento con un database che contenga:

a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);

b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:

- data di inserimento del componente nel programma LDAR,
- date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
- numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
- numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
- calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
- numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
- qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;

c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;

d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "**emettitori cronici**";

e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;

f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;

g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;

h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;

i) le procedure di QA/QC.

I risultati del programma dovranno essere registrati su database in formato elettronico e su formato cartaceo e saranno allegati al Reporting annuale che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo. Una sintesi dei risultati del programma riportata nel Reporting dovrà indicare:

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;

Whe

il rumore di fondo riscontrato;

- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm<sub>volume</sub> espressi come CH<sub>4</sub>) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

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

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

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

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 5.

**Tabella 5 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR (dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)**

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%) Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene	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	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza	Immediatamente		
Valvole di sicurezza dopo rilasci			

Handwritten signatures and marks at the bottom of the page.



Componenti difficili da raggiungere	Biennale	immediatamente dopo l'individuazione della perdita	
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo un programma e procedure equivalenti purché questi ultimi siano di pari efficacia. In ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

### 4.3 Sistema 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 alla apertura di una o più valvole di sicurezza su un singolo vessel in pressione, ad un gruppo di valvole di una unità, o una perdita di pressione generalizzata a tutta la raffineria per mancanza di elettricità o per altre cause e comunque ad una sovrappressione che si instaura nel sistema di blow-down ad essa collegato. Questo fa sì che la composizione ed il flusso del gas in torcia siano ampiamente non prevedibili.

La valutazione del flusso di massa che viene avviato alla torcia non può, quindi, essere valutato dalla semplice determinazione della velocità di flusso, ma risulta necessario determinarne anche la composizione.

Inoltre, poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso. Quindi i dispositivi di misura debbono 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 debbono 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" ( $\approx 1$  m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le

caratteristiche specificate nel successivo paragrafo "metodi di misura", tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell'intervallo di  $\pm 5\%$  di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il Gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre **12 mesi dal rilascio dell'AIA** e deve altresì garantire che, successivamente a tale data, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla 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", 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 alla soglia.
- Se è scelta la modalità di ottenimento di un campione integrato su tutto l'intervallo di superamento della soglia deve essere preso un campione ogni 15 minuti fino al riempimento del contenitore del campionatore automatico. Se, in relazione alla necessità di campionare ulteriormente dovuta al prolungarsi dell'evento di sfiaccolamento, il contenitore deve essere sostituito con uno vuoto ciò deve avvenire nell'intervallo di tempo non superiore all'ora. Il contenitore del campione deve comunque essere sostituito per eventi superiori alle 24 ore.

- I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi".

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

### **Metodi di analisi**

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

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

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

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

Il Gestore della Raffineria di Milazzo riferisce che la strumentazione di misura attualmente installata sui collettori di blow down che convogliano i flussi gassosi alle due torce idrocarburiche esistenti già consente la determinazione della portata massica del gas inviato a ciascun sistema di torcia effettuando una determinazione del flusso volumetrico e del peso molecolare.

## 5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

### 5.1 Scarichi e relative prescrizioni

Per lo scarico 1S viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella tabella 6. Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri da tabella 6, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

**Tabella 6 - Monitoraggio dello scarico 1S**

Inquinante/ Parametro	Tipo di verifica/ frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro	
pH	Misura continua	
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua	
Solidi sospesi totali	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
BOD <sub>5</sub>	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo totale	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo IV	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Arsenico, Cadmio, Mercurio, Nichel, Piombo, Rame, Zinco	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cianuri totali (come CN)	Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfuri	Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

*Parere - Raffineria di Milazzo Realizzazione Unità HMU3 per produzione idrogeno da gas naturale con processo di Steam Reforming*

Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura continua	
TOC	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PBDE totali *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PCDD/PCDF	Verifica in occasione della fase di rigenerazione del catalizzatore e almeno trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Composti organo stannici *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
IPA *	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

- Parametri di indagine conoscitiva provvisoria, di possibile eliminazione dopo 2 trimestri, ove di valore non significativo

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni d'impianto) i valori medi giornalieri, rilevati su base oraria, del TOC monitorati dai misuratori in continuo posti sullo scarico 1S.

Durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming si prescrive di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto (punto di scarico finale a mare S1).

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

- Modalità di registrazione dei controlli: Bollettini analitici e database su formato elettronico.
- Reporting del Gestore: Annuale.
- Controllo Ente preposto: Controllo reporting e sopralluogo programmato annuale.

## 6 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

In aggiunta a quanto sopra, qualora non sia già previsto come di seguito richiesto, nell'ambito degli interventi di cui sopra, è richiesto un monitoraggio conoscitivo delle acque di falda nei piezometri, ubicati internamente al perimetro di Raffineria a ridosso del parco serbatoi, per i seguenti parametri:

**Tabella 8 - Monitoraggio acque sotterranee**

Piezometri	Parametro/ inquinante	UM	Tipo di monitoraggio	Metodi e standard riferimento/riferimento legislativo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting
Piezometri a ridosso del parco serbatoi	Metalli pesanti	µg/l	Mensile e a seguito evento incidentale	EPA 200.15 1994	Bollettini analitici  Registrazione su sistema informativo	Annuale
	Oli minerali			EPA 200.9 1994		
	BTEX			EPA 200.7 1994		
	IPA			APAT IRSA CNR 5160B2 vol.2-2003		
	MTBE			EPA 8260C 2006		
				EPA 8270D 2006		
				EPA 8260C 2006		

Tale monitoraggio conoscitivo può essere costituito, ove disponibili, dai risultati ottenuti dalla attuale rete piezometrica nel previsto monitoraggio a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee della intera Raffineria (livello falda, temperatura, concentrazione degli inquinanti) per i dati sui parametri richiesti relativi all'area del parco serbatoi.

In un documento allegato al Reporting che il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, devono essere indicati i risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.

## 7 MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY

In sede di reporting periodico, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, l'indicazione dei serbatoi che alla data di trasmissione del report:

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi 8 semestri.

Suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

Sempre in sede di reporting periodico, devono essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le *pipe-way* già dotate di pavimentazione e quelle che ne saranno oggetto nei successivi 8 semestri.

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un Programma di ispezioni preventive che consenta di valutare e prevedere specifici interventi da realizzare sul sistema *pipe-way* e un Programma di ispezioni per il controllo e la verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburi di impianto e del deposito nazionale, nell'ambito delle procedure del Sistema di Gestione Ambientale.

Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

- una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di cinque anni;

o in alternativa

- un monitoraggio mediante emissioni acustiche 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 cinque anni.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

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, devono essere immediatamente comunicate all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, assieme ad un piano di azione immediata e a un programma di intervento per riparazione.

Laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro sei mesi dall'AIA.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, secondo le regole di validità temporale indicate ai punti precedenti.

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. 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.



## 8 MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

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

A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

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

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

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile.

Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati ( in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura.

Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

## 9 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare post-operam e nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Si richiede inoltre di effettuare comunque un aggiornamento biennale della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le unità di processo e le sorgenti sonore normalmente in funzione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. 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. Il gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

**Tabella 10 - Metodi di valutazione emissioni sonore**

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

## 10 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER. Il gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4<sup>a</sup> copia firmata dal destinatario per accettazione. Inoltre si deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei e preliminari, 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 secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

**Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti**

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato depositi	Quantità presente (in m <sup>3</sup> )	Quantità presente (t)	Modalità di registrazione:
						Su formato cartaceo (registri d'impianto) e su database in formato elettronico
<b>Totale</b>						

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

## 11 MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore deve organizzare, a valle del completamento dello studio, volto a valutare l'impatto delle emissioni odorigene riconducibili alle proprie attività ed entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un sistema di audit interno volto alla individuazione, analisi, stima e controllo - in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre -, delle sorgenti di emissione di sostanze odorigene all'interno della Raffineria.

Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo.

Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. 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".

### Protocollo Odore "sniff-testing"

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 realizzato in macchina) intensi.



- 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

## 12 METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo. Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

### 12.1 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).

Per il Camino E14 della Centrale Termoelettrica, che raggruppa le emissioni della caldaia 5 tradizionale multicomcombustibile olio/gas (al 3% di O<sub>2</sub>), della Turbogas (al 15% di O<sub>2</sub>) e della caldaia C201 in modalità postcombustione (al 15% di O<sub>2</sub>), il calcolo dei valori emissivi viene effettuato provvisoriamente dal Gestore secondo una apposita procedura in uso alla Raffineria ritenuta conforme dal Gestore alla normativa applicabile, che prevede un calcolo mediato su base ponderale del valore percentuale di ossigeno di riferimento da utilizzare per la normalizzazione, a partire da portate quantificate dei singoli flussi gassosi scaricati.

Il Camino E14 è soggetto al monitoraggio in continuo delle emissioni separatamente per ciascuna componente ed il Gestore entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA dovrà adeguare in tal senso il sistema esistente.

**Tabella 12 - Metodi di analisi in continuo**

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	SO <sub>2</sub>	UNI 10393, ISO 7935
	NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO <sub>2</sub> ai camini è integrata dalla misura H <sub>2</sub> S nel gas di Raffineria.  La misura di H <sub>2</sub> S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H <sub>2</sub> S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H <sub>2</sub> S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18



	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

## 12.2 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

**Norma UNI EN 10169:2001** - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot.

**Norma UNI EN 13284-1:2003** - Misura di particolato a basse concentrazioni ( $<50 \text{ mg/Nm}^3$ ).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come  $\text{SO}_2$  e  $\text{NO}_2$ . Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *"Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203"*.

**Norma UNI EN 14791:2006** per  $\text{SO}_2$ .

**Norma UNI EN 14792:2006** per  $\text{NO}_x$ .

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di composti inorganici del cloro e del fluoro sotto forma di gas e vapore espressi rispettivamente come HCl e HF. Allegato 2 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *"Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203"*.

**Norme UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000** per la determinazione manuale del HCl.

**Norma UNI EN 14789:2006** per  $\text{O}_2$  in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 14790:2006** per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 15058:2006** per CO in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 14385:2004** per metalli V in flussi gassosi convogliati.

**Norma UNI EN 13649** per l'analisi dei VOC

**Norma US EPA method 29** per la determinazione del Ni totale in flussi gassosi convogliati.

**Norma US EPA method 11** per la determinazione del  $\text{H}_2\text{S}$  nel gas di raffineria.

**Norma US EPA method 15** per la determinazione di composti ridotti dello zolfo ( $\text{CS}_2$ , COS, e  $\text{H}_2\text{S}$ ) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo *"Piano di monitoraggio e controllo"* purché rispondente alla

**Norma CEN/TS 14793:2005** - procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

### 12.3 Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas)

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

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

**Norma ASTM D1946-90**, Standard Practice for Analysis of Reformed Gas by Gas Chromatography. Non esiste un metodo, con qualità accertata, per la determinazione della composizione del gas di raffineria tuttavia la norma in questione è utilizzata per la quantificazione di gas con composizione simile a quella che è possibile ipotizzare per il gas prodotto dalla raffineria.

### 12.4 Metodi di analisi elementare del BTZ

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

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

### 12.5 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

L'utilizzo di fattori d'emissione per il controllo di conformità è applicabile solo se verificati localmente, cioè se i fattori sono stati valutati nelle condizioni di marcia ordinarie dell'impianto a cui si riferiscono. A questo fine si ricorda che i fattori d'emissione normalmente reperibili in letteratura fanno riferimento all'intera categoria di impianti e quindi sono valori medi rappresentanti installazioni con diversa vita, livello di manutenzione ed intensità di utilizzo. Tuttavia, è anche vero che sono metodi di esame con un basso costo di implementazione ed una sufficiente efficacia predittiva, se adeguatamente modellati sull'impianto specifico.

### 12.6 Calcolo concentrazione SO<sub>2</sub>

L'anidride solforosa ( $\Phi_{SO_2}$ ) in kg/h può essere determinata 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 ( $F_{gas}$ ) Nm<sup>3</sup>/h, poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{gas}$  in kg/Nm<sup>3</sup>; quest'ultima calcolata dalla relazione:

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

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

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

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

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

Il flusso di gas combusti è calcolato dalla composizione del gas immaginando una combustione totale a CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O e SO<sub>2</sub>. Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

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

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

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- i. Determinazione delle concentrazioni di NO<sub>x</sub> e CO al variare, nell'intervallo di normale utilizzo del forno, del flusso di combustibile per cui si richiede la valutazione del fattore di emissione;
- ii. Valutazione della concentrazione minima e massima dell'ossigeno e del flusso di combustibile nelle condizioni operative richieste (si sottolinea come il minimo di O<sub>2</sub> a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di O<sub>2</sub> ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in mg/Nm<sup>3</sup> del NO<sub>x</sub> nell'intervallo di flusso del combustibile desiderato e mentre si mantiene la concentrazione del CO al disotto del limite imposto (questa procedura consente di sfruttare la relazione inversa tra il controllo delle emissioni di NO<sub>x</sub> e CO, cioè se il fattore d'emissione del NO<sub>x</sub>, per le condizioni operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
- iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O<sub>2</sub> su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;
- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO<sub>x</sub> e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

## 12.8 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 sono misurate con metodi strumentali continui (qualora non ancora operativi da predisporre entro 18 mesi) e il rendimento  $\eta$  è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $H_2S$ .

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

$$P_{Sin} = V_{in} * (C_{H_2S} / 1000000) * PM_S / PM_{H_2S}$$

Dove  $V_{in}$  è il volume alle condizioni normali di gas entrante ai treni Claus ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{H_2S}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{H_2S}$  sono i pesi molecolari di S e  $H_2S$  in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di  $SO_2$ .

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

$$P_{Sout} = V_{out} * (C_{SO_2} / 1000000) * PM_S / PM_{SO_2}$$

Dove  $V_{out}$  è il volume alle condizioni normali di gas al punto di emissione ottenuto dal flusso totale nelle 24 ore.  $C_{SO_2}$  è la media giornaliera dei valori medi orari misurati in  $mg/Nm^3$ .  $PM_S$  e  $PM_{SO_2}$  sono i pesi molecolari di S e  $SO_2$  in g/g-mole.

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

La Raffineria di Milazzo provvisoriamente determina il rendimento di desolforazione mediante una specifica procedura di calcolo (basata su misurazione dello zolfo puro prodotto insieme ai dati a camino) che verrà presentata per dimostrarne la maggiore affidabilità entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA all'ISPRA, per l'approvazione.

## 12.9 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 VOC 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 disotto del livello minimo del 95%), il Gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo.

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

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

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

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

La Raffineria di Milazzo ritiene che il rispetto del limite di emissione di  $10 \text{ g/Nm}^3$  garantisce la piena efficienza operativa del sistema di recupero vapori attualmente in uso.

## 12.10 Metodi analisi acque reflue

La metodiche d'analisi selezionate saranno eseguite internamente alla raffineria, con il supporto del proprio laboratorio. Considerando che il laboratorio non è accreditato sono stati individuati i metodi di analisi e le procedure di qualità che dovranno essere eseguite perché i dati siano di caratteristiche adeguate all'uso. Si precisa che molti dei metodi indicati contengono le procedure di QC nella metodica stessa, mentre nei casi non specificati sarà cura del laboratorio fornire, insieme ai dati di monitoraggio, gli indicatori di qualità utilizzati e valutati.

## 12.11 Misure continue

Nella seguente tabella sono riportate le metodiche per le misure in continuo, che sono considerate nella valutazione di conformità dell'impianto. Si consiglia, altresì, di seguire la norma ASTM D3864-06 "*Standard guide for continual on-line monitorino system water analysis*" per la selezione della strumentazione di analisi e campionamento automatico e per il corretto posizionamento sul canale di scarico.

Nel caso non venga seguita la norma indicata si richiede di spiegare la procedura di installazione/selezione della strumentazione.

La taratura degli strumenti continui deve essere fatta rispettando le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza non deve essere inferiore a quadrimestrale.

**Tabella 15 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue**

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
001	pH	ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH
	Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) - Standard test method for open-channel flow measurement by acoustic velocity meter system, ISO 6416 - Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method.
	Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella 18

## 12.12 Misure di laboratorio

Come specificato in premessa il laboratorio non ha la certificazione per i metodi di prova precisati dalle due tabelle seguenti. Tuttavia, la specificazione del metodo d'analisi e la richiesta di fornire con i dati di monitoraggio gli indicatori di qualità dei dati consente di valutare la coerenza dei risultati agli obiettivi di controllo.

**Tabella 16 - Metodi di analisi delle acque reflue**

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodo colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
		determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma. Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	

### 12.13 Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee

**Tabella 17 - Metodi di analisi delle acque sotterranee**

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo

		mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

## 12.14 Metodo di misura del rumore

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.

## 13 ATTIVITA' DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

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

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici. Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

**Tabella 18 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione**

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

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

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

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

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

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

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

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

### 13.1.3 Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle 19 e 20 e 21 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

**Tabella 19 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 20 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 21 - Controlli di qualità**

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

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

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

### 13.1.4 Campionamenti

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

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

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

## 14.12. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

### 14.1.1 Attività a carico del Gestore

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

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

### 14.1.2 Attività a carico dell'Ente di Controllo

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

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Biennale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	3
Visita di controllo in esercizio	Biennale	Tutte	3
Verifica Audit energetico	Biennale	Uso efficiente dell'energia	3
Verifica Misure di rumore	Annuale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	6
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	6
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	6
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	6
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	6

## 15 13. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

### 15.1.1 Definizioni

**Limite di quantificazione** è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di  $n$  (si consiglia un  $n$  maggiore o uguale a 7) misure replicate dei bianchi tale da essere rivelati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato), 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 uguali 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.

**Megawattora generato mese**. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

**Rendimento elettrico medio effettivo**. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

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

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

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

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

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

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

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

**Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopracitate 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 sopracitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

## 15.2 Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

### 15.3 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

### 15.4 Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti i dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità competente.

### 15.5 Obbligo di comunicazione 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 ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono indicati nei capitoli successivi.

### 15.6 Dichiarazione di conformità all'AIA

- 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, secondo le modalità



stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

### 15.6.1 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica<sup>2</sup> di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>3</sup> rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome 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 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.

<sup>2</sup> La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

<sup>3</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.

### 15.6.2 Reporting mensile RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

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

- emissioni in aria per i parametri della *bolla* (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO, SOV, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> + composti a base di cloro), per quali è previsto il rispetto dei limiti su base mensile, al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite;
- emissioni in aria per i parametri SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO emessi dal camino della centrale, per i quali è previsto il rispetto dei limiti di cui all'allegato II al D. Lgs. 152/06, da intendersi su base mensile (seppure non specificato nel parere istruttorio) in quanto misurazioni in continuo relativa a impianti esistenti (cfr. punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06) al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite.

### 15.6.3 Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

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

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

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

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

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

**Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA**

- Andamento delle concentrazioni degli inquinanti e dei parametri meteorologici rilevati dalle stazioni di monitoraggio (in continuo o tramite campagne), compreso il calcolo degli indicatori fissati dalla normativa e l'efficienza della strumentazione. Il report dovrà riportare anche la sintesi su base annuale.

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

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

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

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

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

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

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

**Tonnellate di rifiuti prodotte per anno**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno**

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

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

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

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

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

Misure diurne

Misure notturne

**Programma LDAR**

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

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

**Percentuale di controlli** eseguiti rispetto al numero di componenti da controllare su base annuale  
**Percentuale di componenti che rilasciano VOC** sul totale dei controlli eseguiti nel semestre

### **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 pozzo** ( $m^3/ton$ ), **gas naturale** ( $Nm^3/ton$ ), **virgin naphta** ( $kg/ton$ ), **fuel gas** ( $Nm^3/ton$ ), **fuel oil** ( $kg/ton$ ) ed **energia elettrica** ( $kwh/ton$ )

### **Caldaie**

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

#### **Emissioni: ARIA**

**Tonnellate emesse per anno** di  $SO_2$ ,  $NO_x$ ,  $CO$ , polveri,  $Ni$  e  $V$  (per gli inquinanti  $Ni$  e  $V$  utilizzare la notazione scientifica  $10^{-x}$ )

**Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata** di  $SO_2$ ,  $NO_x$ ,  $CO$ ,  $Ni$ ,  $V$  e polveri (in  $g/Gj$ )

### **Torce**

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

#### **Emissioni: ARIA**

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

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

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

### **Unità recupero zolfo**

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

#### **Emissioni: ARIA**

**N° di ore di effettivo funzionamento anno**

**Rendimento medio mensile di desolforazione**

**Produzione specifica di zolfo**

**Grammi di zolfo<sup>b</sup> prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile**

**Emissioni: RIFIUTI**

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

**15.6.4 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.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che 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.

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

Presidente Claudio De Rose

ASSENTE

Cons. Giuseppe Caruso  
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Ing. Guido Monteforte Specchi  
(Coordinatore Sottocommissione - VIA)

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

Avv. Sandro Campilongo (Segretario)

ASSENTE

Prof. Saverio Altieri

Prof. Vittorio Amadio

Dott. Renzo Baldoni

Prof. Gian Mario Baruchello

Dott. Gualtiero Bellomo

Avv. Filippo Bernocchi

ASSENTE

Ing. Stefano Bonino

Ing. Eugenio Bordonali

Dott. Gaetano Bordone

Dott. Andrea Borgia

Prof. Ezio Bussoletti

Ing. Rita Caroselli

Ing. Antonio Castelgrande

Arch. Laura Cobello

Prof. Carlo Collivignarelli

Dott. Siro Corezzi

Dott. Maurizio Croce

Prof.ssa Barbara Santa De Donno

Ing. Chiara Di Mambro

Avv. Luca Di Raimondo

Dott. Cesare Donnhauser

Ing. Graziano Falappa

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

Prof. Antonio Grimaldi

Ing. Despoina Karniadaki

Dott. Andrea Lazzari

Arch. Sergio Lembo

Arch. Salvatore Lo Nardo

Arch. Bortolo Mainardi

Prof. Mario Manassero

Avv. Michele Mauceri

*L. Cobello*

ASSENTE

*C. Collivignarelli*

ASSENTE

*B. Santa De Donno*

ASSENTE

ASSENTE

*C. Donnhauser*

*G. Falappa*

*F. Gargallo di Castel Lentini*

*A. Grimaldi*

*D. Karniadaki*

*A. Lazzari*

*S. Lembo*

*S. Lo Nardo*

*B. Mainardi*

*M. Manassero*

*M. Mauceri*

*Ar*



Ing. Arturo Luca Montanelli

*[Signature]*

Ing. Santi Muscarà

*[Signature]*

Avv. Rocco Panetta

Arch. Eleni Papaleludi Melis

*[Signature]*

Ing. Mauro Patti

Dott.ssa Francesca Federica Quercia

*[Signature]*

Dott. Vincenzo Ruggiero

Dott. Vincenzo Sacco

Avv. Xavier Santiapichi

Dott. Franco Secchieri

Arch. Francesca Soro

Ing. Roberto Viviani

Arch. Venera Greco (Rappresentante  
Regione Siciliana)

ASSENTE

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

La presente copia fotostatica composta  
di N° 40 fogli è conforme al  
suo originale.  
Roma, li 14-01-2011