



Ministero della Transizione Ecologica

DIREZIONE GENERALE VALUTAZIONI AMBIENTALI

DIVISIONE II – RISCHIO RILEVANTE E AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ISAB S.r.l.

Complesso Raffineria Impianti Nord e Sud

isab@pec.it

E, p.c., Alla Commissione AIA-IPPC
cippc@pec.minambiente.it

All'ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Alla Presidenza del Consiglio dei Ministri
Al Rappresentante Unico delle Amministrazioni Statali
art.14-ter L.241/90
segreteria.dica@mailbox.governo.it
d.attubato@governo.it

OGGETTO: TRASMISSIONE PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO E PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO RELATIVI AL PROCEDIMENTO DI MODIFICA DELL'AIA RILASCIATA ALLA LUKOIL/ISAB S.R.L. SITA NEL COMUNE DI PRIOLO GARGALLO (SR) - **PROCEDIMENTO ID 86/12545.**

Si trasmette il Parere Istruttorio Conclusivo, reso dalla Commissione AIA con nota del 24/06/2022 prot. n. CIPPC/938, nonché il Piano di Monitoraggio e Controllo inoltrato da ISPRA con nota prot. 36561/2022 del 28/06/2022.

L'atto fa riferimento al procedimento di modifica del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con D.M. n.67 del 01/03/2018.

Trattandosi pertanto di modifica non sostanziale, in conformità con quanto disposto dall'art. 29-*nonies*, comma 1 del D.lgs. n.152/2006 non si darà luogo ad ulteriore provvedimento di autorizzazione.

Si invita codesta Società a prendere atto di quanto accolto e richiesto dalla Commissione Istruttorio nel sopracitato Parere Istruttorio.

Avverso il presente atto è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni, dalla data di pubblicazione della presente nota sul sito istituzionale del Ministero.

Il Dirigente

Paolo Cagnoli

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

All. c.s.

ID Utente: 374

ID Documento: VA_02-Set_06-374_2022-0047

Data stesura: 30/06/2022

Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO₂

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma Tel. 06-5722-5050 / 5012 - e-mail: VA-2@mite.gov.it

PEC: VA@PEC.mite.gov.it

Firmato digitalmente in data 01/07/2022 alle ore 12:21



Ministero della Transizione Ecologica

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE

INTEGRATA AMBIENTALE - IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero della Transizione Ecologica - DG VA
VA@pec.mite.gov.it

ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Trasmissione parere istruttorio conclusivo relativo al riesame dell'aia rilasciata alla Isab Lukoil di Priolo Gargallo - ID 86/12545 .

Si trasmette, ai sensi del D.M 335/2017 del Ministeri dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del Mare relativo al funzionamento Commissione, l'allegata proposta di Parere Istruttorio Conclusivo.

In base a quanto stabilito nella nota del Direttore Generale prot. MATTM 82014 del 14/10/2020, si rammenta che la trasmissione da parte di Ispra della relativa proposta di adeguamento del Piano di monitoraggio e controllo è richiesta entro dieci giorni dalla data della presente.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

ALL.PIC



PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

**Procedimento di modifica non sostanziale del
Decreto autorizzativo D.M. n. 67 dell'1/03/2018**

*“Co-processing di bio-feedstock e gasolio ATZ nell'impianto di desolforazione U-1800”
(ID 86/12545)*

Gestore	Lukoil/ISAB S.r.l.
Località	Priolo Gargallo (SR)
Gruppo Istruttore	Antonio Fardelli (Referente)
	Paolo Bevilacqua
	Paolo Ceci
	David Roettgen
	Isabella Ferrara - Regione Siciliana
	Domenico Sole Greco - Libero Consorzio Comunale di Siracusa
	Giuseppe Gianni - Comune di Priolo Gargallo
	Antonio Casinotti - Comune di Melilli
	Francesco Italia - Comune di Siracusa
Data emissione	14/06/2022



**Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)**

Sommario

1. DEFINIZIONI.....	3
2. INTRODUZIONE.....	6
2.1 Atti presupposti	6
2.2 Atti normativi	6
2.3 Atti ed attività istruttorie	10
3. IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE	11
4. ISTANZA PRESENTATA DAL GESTORE.....	12
5. PROPOSTA DI MODIFICA	12
6. CONCLUSIONI.....	15
7. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	15
8. TARIFFA ISTRUTTORIA.....	15



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

1. DEFINIZIONI

Autorità competente	Il Ministero della transizione ecologica (MiTE), Direzione Generale Valutazioni Ambientali.
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia Regionale per la Prevenzione e Protezione Ambientale della Regione Siciliana
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i.. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente, della tutela del territorio e del mare, delle attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione AIA-IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
Gestore	Lukoil/ISAB s.r.l. – installazione IPPC sita nel Comune di Priolo Gargallo (SR), indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Installazione	Unità tecnica permanente, in cui sono svolte una o più attività elencate all'allegato VIII alla Parte Seconda, D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che sia tecnicamente connessa con le attività svolte nel luogo suddetto e possa influire sulle emissioni e sull'inquinamento. E' considerata accessoria l'attività tecnicamente connessa anche quando condotta da diverso Gestore (Art. 5, comma 1, lettera i-quater del D.Lgs n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs n. 46/2014).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

Inquinamento	<p>L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore o più in generale di agenti fisici o chimici nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014).</p>
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	<p>I requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, - conformemente a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. - la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito "Piano di Monitoraggio e Controllo".</p> <p>Tale documento è proposto, in accordo a quanto definito dall'Art. 29-quater co. 6, da ISPRA in sede di Conferenza di servizi ed è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i. e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.</p>
Documento di riferimento sulle BAT (BRef)	<p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.1 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>
Conclusioni sulle BAT	<p>Un documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito (art. 5, c. 1, lett. 1-ter.2 del D.lgs. n. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.lgs. n. 46/2014).</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

Migliori tecniche disponibili (MTD)	<p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i..</p> <p>Si intende per:</p> <ol style="list-style-type: none">1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	<p>I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero della transizione ecologica e sono pubblicati sul sito https://va.mite.gov.it/it-IT, al fine della consultazione del pubblico.</p>
Valori Limite di Emissione (VLE)	<p>La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nel allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (Art. 5, comma 1, lettera i-octies del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. come modificato dal D.L. 46/2014).</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

2. INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

Visto	il decreto di riesame dell'AIA rilasciato con D.M. n. 67 dell'1/03/2018, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 64 del 17/03/2018;
visto	il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare N. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la legge 27 febbraio 2015, n. 11 art. 9-bis che ha prorogato nelle sue funzioni la Commissione Istruttoria AIA-IPPC in carica al 31 dicembre 2014 fino al subentro di nuovi componenti nominati con successivo decreto ministeriale;
visto	il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 335 del 12 dicembre 2017, <i>Decreto di disciplina della articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata – IPPC, ex art.10, comma3 del DPR 90/2007</i> ;
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC/674 del 4/05/2022, che assegna l'istruttoria per la modifica dell'autorizzazione integrata ambientale della società Lukoil/ISAB s.r.l. sita nel Comune di Priolo Gargallo (SR) ai seguenti Commissari: – Dott. Antonio Fardelli (Referente), – Prof. Paolo Bevilacqua, – Avv. David A. Roettgen, – Dott. Paolo Ceci.
preso atto	che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 10, comma 1, del DPR 14/05/2007, n.90 i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: – Isabella Ferrara - Regione Siciliana, – Domenico Sole Greco - Libero Consorzio Comunale di Siracusa, – Giuseppe Gianni - Comune di Priolo Gargallo, – Antonio Casinotti - Comune di Melilli, – Francesco Italia - Comune di Siracusa.

2.2 Atti normativi

Visto	il D.Lgs. n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O) e s.m.i.;
visto	il D.M. 274/2015 del 16/12/2015 “Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare”;



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

visto	l'articolo 5, comma 1, lettere 1) e l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) che riporta la definizione di modifica sostanziale dell'impianto;
visto	<p>l'articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente, nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:</p> <p>a) devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;</p> <p>b) non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;</p> <p>c) è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente;</p> <p>d) l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;</p> <p>e) devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;</p> <p>f) deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;</p>
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., a norma del quale <i>“I valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti”</i> ;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006, a norma del quale <i>“L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione”</i> ;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., ai sensi del quale <i>“fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in</i>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

	<p><i>questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”;</i></p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., ai sensi del quale “L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:</p> <p>a) fissando valori limite di emissione, in condizioni di esercizio normali, che non superano i BAT-AEL, adottino le stesse condizioni di riferimento dei BAT-AEL e tempi di riferimento non maggiori di quelli dei BAT-AEL;</p> <p>b) fissando valori limite di emissione diversi da quelli di cui alla lettera a) in termini di valori, tempi di riferimento e condizioni, a patto che l'autorità competente stessa valuti almeno annualmente i risultati del controllo delle emissioni al fine di verificare che le emissioni, in condizioni di esercizio normali, non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili.”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 4-ter del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. ai sensi del quale “L'autorità competente può fissare valori limite di emissione più rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:</p> <p>a) quando previsto dall'articolo 29-septies;</p> <p>b) quando lo richiede il rispetto della normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione o il rispetto dei provvedimenti relativi all'installazione non sostituiti dall'autorizzazione integrata ambientale.”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-sexies, comma 4-quater del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. ai sensi del quale “I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente.”;</p>
visto	<p>l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., ai sensi del quale “Nel caso in cui uno strumento di programmazione o di pianificazione ambientale, quali ad esempio il piano di tutela delle acque, o la pianificazione in materia di emissioni in atmosfera, considerate tutte le sorgenti emissive coinvolte, riconosca la necessità di applicare ad impianti, localizzati in una determinata area, misure più rigorose di</p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

	<p><i>quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili, al fine di assicurare in tale area il rispetto delle norme di qualità ambientale, l'amministrazione ambientale competente, per installazioni di competenza statale, o la stessa autorità competente, per le altre installazioni, lo rappresenta in sede di conferenza di servizi di cui all'articolo 29-quater, comma 5”;</i></p>
visto	<p><i>l'articolo 29-sexies, c. 9-quinquies del D.lgs. n. 152/2006 ai sensi del quale “Fatto salvo quanto disposto alla Parte Terza ed al Titolo V della Parte Quarta del D.lgs. n. 152/2006, l'autorità competente stabilisce condizioni di autorizzazione volte a garantire che il gestore:</i></p> <p><i>a) quando l'attività comporta l'utilizzo, la produzione o lo scarico di sostanze pericolose, tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito dell'installazione, elabori e trasmetta per validazione all'autorità' competente la relazione di riferimento di cui all'articolo 5, comma 1, lettera v-bis), prima della messa in servizio della nuova installazione o prima dell'aggiornamento dell'autorizzazione rilasciata per l'installazione esistente;</i></p> <p><i>b) al momento della cessazione definitiva delle attività, valuti lo stato di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte di sostanze pericolose pertinenti usate, prodotte o rilasciate dall'installazione;</i></p> <p><i>c) qualora dalla valutazione di cui alla lettera b) risulti che l'installazione ha provocato un inquinamento significativo del suolo o delle acque sotterranee con sostanze pericolose pertinenti, rispetto allo stato constatato nella relazione di riferimento di cui alla lettera a), adotti le misure necessarie per rimediare a tale inquinamento in modo da riportare il sito a tale stato, tenendo conto della fattibilità tecnica di dette misure;</i></p> <p><i>d) fatta salva la lettera c), se, tenendo conto dello stato del sito indicato nell'istanza, al momento della cessazione definitiva delle attività la contaminazione del suolo e delle acque sotterranee nel sito comporta un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente in conseguenza delle attività autorizzate svolte dal gestore anteriormente al primo aggiornamento dell'autorizzazione per l'installazione esistente, esegua gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato, cessi di comportare detto rischio;</i></p> <p><i>e) se non è tenuto ad elaborare la relazione di riferimento di cui alla lettera a), al momento della cessazione definitiva delle attività esegua gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale o dell'uso futuro approvato del medesimo non comporti un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente a causa della contaminazione del suolo o delle acque sotterranee in conseguenza delle attività autorizzate, tenendo conto dello stato del sito di ubicazione dell'installazione indicato nell'istanza.”;</i></p>



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

2.3 Atti ed attività istruttorie

Visto	il decreto di riesame dell'AIA rilasciato con D.M. n. 67 dell'1/03/2018, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 64 del 17/03/2018;
vista	l'istanza di modifica dell'AIA, presentata dal Gestore con nota prot. ISAB/2022/110 del 22/03/2022, acquisita dal Ministero della transizione ecologica con prot. MiTE/40191 del 29/03/2022, relativamente alla realizzazione degli interventi "Co-processing di bio-feedstock e gasolio ATZ nell'impianti di desolforazione U-1800";
vista	la nota del Ministero della transizione ecologica prot. 42562 del 1/04/2022, di avvio del procedimento a seguito dell'istanza presentata dal Gestore;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per la redazione della presente relazione istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti;
vista	l'e-mail del 27/05/2022 di trasmissione del Parere Istruttorio Conclusivo inviato per l'approvazione al Gruppo Istruttore e acquisita al prot. CIPPC/883 del 14/06/2022 comprendente i relativi allegati in merito all'approvazione.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

3. IDENTIFICAZIONE DELL'INSTALLAZIONE

Ragione sociale	Lukoil/ISAB s.r.l. – Complesso Raffinerie Impianti Nord e Sud
Sede legale	ex S.S. 114, km 146 – 96010 Priolo Gargallo (SR)
Sede operativa	Impianti Nord - ex S.S. 114, Litoranea Priolese km 9,5 – 96010 Priolo Gargallo (SR) Impianti Sud: ex S.S. 114, km 146 – 96010 Priolo Gargallo (SR)
Codice attività IPPC	Codice IPPC 1.2 Raffinazione di petrolio NACE 19.20 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio NOSE P 105.08 Trasformazione prodotti petroliferi
Gestore impianto	Impianti Nord e off-site Impianti Sud: Ing. Ernesto Aglianò Impianti Sud (impianti di produzione): Ing. Gaetano Petralito
Referente IPPC	Ing. Claudio Geraci Tel. 0931 208111 e.mail isab@pec.it
Rappresentante Legale	Ing. Bruno Martino Tel. 0931 208111 e.mail isab@pec.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	Sì
Sistema di gestione ambientale	Sì (ISO14001, ISO9001, ISO45001 e ISO50001)



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

4. ISTANZA PRESENTATA DAL GESTORE

Con nota prot. ISAB/2022/110 del 22/03/2022, acquisita con prot. MiTE/40191 del 29/03/2022, il Gestore ha presentato istanza di modifica relativamente alla realizzazione di “*Co-processing di bio-feedstock e gasolio ATZ nell’impianti di desolforazione U-1800*”.

Con il termine bio-feedstock si intende una classe di sostanze che include tutte le materie prime elencate nella Direttiva sulle Energie Rinnovabili - RED (incluse future modifiche).

Le modifiche che il Gestore intende apportare sono riconducibili all’impianto U-1800 della Raffineria Impianti Sud. Attualmente l’unità 1800 è impiegata per desolforare il gasolio proveniente dagli impianti Topping, Vuoto, Thermal cracking, dal Gofiner, i gasoli/flussante LCO (*Light Cycle Oil*) provenienti dalla Raffineria Nord e i gasoli ad alto tenore di zolfo di importazione, tramite un’azione di idrogenazione catalitica in presenza di idrogeno. Il bio-feedstock che Isab vuole introdurre nel processo dell’unità 1800 è un olio pesante, non volatile, che non presenta caratteristiche di pericolosità. Esso può essere sia di origine animale che vegetale ed è costituito da trigliceridi e acidi grassi liberi.

Le cariche che Isab presume di processare con maggiore frequenza saranno UCO (*Used Cooking Oil*) e POME (*Palm Oil Mill Effluent*). La carica bio sarà alimentata in miscela con flussante (LCO) insieme al gasolio ATZ (ad alto Tenore di Zolfo) importato e/o prodotto da altri impianti di Raffineria.

Il Gestore nell’istanza presentata ha dichiarato che l’inserimento del bio-feedstock all’interno della carica fossile consente ad Isab di intraprendere gradualmente il percorso di decarbonizzazione voluto dalla Comunità Europea e sancito attraverso l’emissione della Direttiva sulle Energie Rinnovabili (RED), giunta ad una terza revisione all’interno del pacchetto normativo denominato “*Fit for 55*” e pubblicato lo scorso luglio 2021.

Il Gestore dichiara che le modifiche proposte non variano la capacità di lavorazione dell’Unità 1800 né il relativo quadro emissivo autorizzato con l’AIA.

5. PROPOSTA DI MODIFICA

La modifica proposta consiste nell’inviare in carica all’Unità 1800 un’aliquota di bio-feedstock in modo da effettuare il co-processing di carica bio con gasolio ATZ importato o prodotto da altri impianti della Raffineria.

La percentuale massima di bio componente che può essere introdotta in alimentazione all’impianto è pari al 5%: il contenuto di bio feedstock nella carica deve essere infatti limitato a causa dell’elevato rapporto idrogeno/olio, circa quattro volte maggiore rispetto alla carica di solo gasolio ATZ, richiesto per deossigenare i trigliceridi e gli acidi grassi, e per limitare il rilascio termico della reazione.

A tale scopo il sistema di controllo attualmente presente che regola il sistema di alimentazione della carica all’Unità 1800 sarà opportunamente adeguato in modo da poter controllare il trasferimento della corretta percentuale di bio-feedstock nella carica in parallelo al trasferimento del gasolio ATZ (stoccato nei serbatoi di stoccaggio gasolio dell’area S-700).



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

Il bio-feedstock sarà stoccato, in miscela al 30-50% in volume con LCO (Light Cycle Oil), all'interno del serbatoio esistente S311 di capacità 10.000 m³, attualmente adibito allo stoccaggio di solo LCO. Tale serbatoio è già oggi collegato alle linee e pompe di alimentazione all'unità 1800 tramite tubazioni da 10". Il serbatoio esistente è inoltre già oggi dotato di un miscelatore interno il cui funzionamento sarà utile a prevenire fenomeni di stratificazione della sostanza stoccata. Nel serbatoio sarà presente in quota parte anche diesel commerciale utilizzato come flussante durante le operazioni di lavaggio sulla Piattaforma 1.

La diluizione del bio-feedstock con un prodotto più leggero come LCO si rende necessaria per evitare che il bio-feedstock possa creare occlusioni durante lo scorrimento a freddo dato che sia il serbatoio che le tubazioni di collegamento sono sprovvisti di un sistema di isolamento termico e/o di termoregolazione.

Per poter consentire il co-processing di carica bio con gasolio ATZ sarà infine necessario effettuare alcuni interventi di adeguamento nell'area del Pontile S. Panagia.

Le operazioni di scarico dalla nave saranno effettuate presso la Piattaforma 1, che risulta adeguata all'attracco delle navi che trasportano bio-feedstock. Gli interventi di adeguamento riguardano le tubazioni per il trasferimento del bio-feedstock dalla nave al serbatoio S311 esistente. Infatti, a causa delle caratteristiche di scorrimento a freddo del bio-feedstock, le tubazioni devono essere immediatamente lavate dopo il suo passaggio per evitare la formazione di occlusioni all'interno delle tubazioni stesse. Il lavaggio è eseguito con "diesel commerciale" che sarà pompato dall'area di Stoccaggio sud mediante tubazione esistente.

Sarà pertanto necessaria l'installazione di due "cavallotti" di lavaggio (gli interventi consistono sostanzialmente nella posa di alcuni metri di tubazione e nell'installazione di alcune valvole) su alcuni bracci della Piattaforma 1 del Pontile S. Panagia adibiti allo scarico delle navi di bio-feedstock.

Il Gestore ritiene che le modifiche proposte si configurino come non sostanziali dato che non introducono impatti ambientali negativi o significativi aggiuntivi rispetto all'attuale configurazione impiantistica autorizzata con l'AIA; dichiara inoltre che il nuovo assetto oggetto dell'istanza di modifica, non rientra tra i progetti per i quali debba essere prevista una procedura di VIA o di verifica di assoggettabilità a VIA.

Il Gestore evidenzia anche che le modifiche in progetto, relativamente al confronto con le Conclusioni sulle BAT, non introducono variazioni rispetto a quanto presentato nell'ambito del riesame complessivo dell'AIA, confermando la validità di quanto già comunicato in quell'ambito.

Sono di seguito riportate le valutazioni del Gestore in merito agli impatti determinati sulle matrici ambientali dalle modifiche in progetto.

Bilancio energetico

Il Gestore dichiara che in caso di co-processing di bio-feedstock con gasolio, il fuel gas utilizzato nell'unità 1800 alla capacità produttiva rimarrà invariato rispetto alla configurazione attuale. Anche i consumi di energia elettrica non avranno variazioni.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

Il progetto proposto non determina quindi variazioni del bilancio energetico alla capacità produttiva del Complesso Raffinerie ISAB Nord e Sud.

Consumi di risorse idriche

Il Gestore dichiara che il progetto non comporta alcuna variazione ai consumi di risorse idriche rispetto a quanto autorizzato per il Complesso Raffinerie ISAB Impianti Nord e Sud.

Consumo di materie prime e di combustibili

Il Gestore dichiara che il progetto non comporta alcuna variazione della capacità produttiva autorizzata dall'AIA per il Complesso Raffinerie ISAB Impianti Nord e Impianti Sud.

Sarà introdotta una nuova sostanza, il bio-feedstock, che come indicato sopra è un olio pesante, non volatile, che non presenta caratteristiche di pericolosità.

Il bio-feedstock sarà stoccato, in miscela al 30-50% in volume con LCO, all'interno del serbatoio esistente S311, già adibito allo stoccaggio di LCO e che presenta già le connessioni alle linee di alimentazione all'impianto 1800.

Il serbatoio S311 esistente, a tetto galleggiante, presenta caratteristiche idonee allo stoccaggio di bio-feedstock senza che sia necessario apportarvi modifiche.

Emissioni in atmosfera

Il Gestore dichiara che il progetto non introduce alcuna variazione dello scenario emissivo attuale autorizzato dall'AIA riferito alla capacità produttiva del Complesso Raffinerie ISAB Nord e ISAB Sud. Al camino 4 (punto di emissione convogliata E21) associato all'unità 1800 continueranno ad essere rispettati i limiti imposti dalla vigente AIA.

Con specifico riferimento alle emissioni diffuse, le modifiche proposte non determinano variazioni rispetto alla situazione attuale dato che la sostanza stoccata nel serbatoio S311 (bio-feedstock con flussante LCO) presenta una volatilità inferiore rispetto a quella del LCO, attualmente stoccato nel medesimo serbatoio.

Scarichi idrici

Il Gestore dichiara che il progetto non comporta alcuna variazione né agli scarichi né agli effluenti liquidi rispetto a quanto autorizzato dall'AIA in essere per la Raffineria ISAB Impianti Sud.

Rumore

Il Gestore dichiara che, dato il contesto industriale in cui si inseriscono gli interventi in progetto e l'assenza di ricettori nelle vicinanze, essi non determinano variazioni al clima acustico presente esternamente alla raffineria.

Rifiuti

Il Gestore dichiara che il progetto non introduce alcuna variazione in termini di produzione di rifiuti, rispetto alla configurazione attuale autorizzata.



Commissione Istruttoria AIA - IPPC
Lukoil/ISAB S.r.l.
Complesso Raffinerie nord e sud di Priolo Gargallo (SR)

6. CONCLUSIONI

Con riferimento all'istanza presentata dal Gestore con nota prot. ISAB/2022/110 del 22/03/2022, relativamente alla realizzazione di “*Co-processing di bio-feedstock e gasolio ATZ nell’impianti di desolforazione U-1800*”, il Gruppo Istruttore ritiene che la modifica proposta si configuri come “*non sostanziale*” in quanto non produce “*effetti negativi e significativi sull’ambiente*”, ed è pertanto accoglibile, nel rispetto delle prescrizioni di seguito riportate:

- 1) Comunicare all’Autorità competente e all’Autorità di controllo la data di inizio dell’utilizzo di *bio-feedstock* in miscela con il gasolio in alimentazione all’unità di desolforazione U-1800.
- 2) Contestualmente all’entrata in esercizio dell’assetto con l’utilizzo del *bio-feedstock*, comunicare all’Autorità competente e all’Autorità di controllo una stima dei quantitativi che si prevede di utilizzare nell’arco dell’anno e la descrizione della tipologia del *bio-feedstock* utilizzato (in conformità alla Direttiva sulle energie rinnovabili – RED) nonché la sua provenienza.
- 3) Comunicare nell’ambito del Report annuale, le quantità di *bio-feedstock* utilizzate nell’anno precedente (in massa e in percentuale), riportando anche le indicazioni e i quantitativi riferiti alle diverse tipologie di *bio-feedstock* impiegate (UCO, POME, ecc.).

La descrizione e il quadro prescrittivo delle attività connesse all’esercizio del Complesso Raffinerie Isab Impianti Nord e Sud, oggetto dell’Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. n. 67 dell’1/03/2018, deve intendersi aggiornata con le informazioni trasmesse dal Gestore e riportate nel presente parere.

Restano fermi per il gestore gli obblighi previsti dal decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale D.M. n. 67 dell’1/03/2018, che regola l’esercizio del Complesso Raffinerie Isab Impianti Nord e Sud della società Lukoil/ISAB s.r.l. di Priolo Gargallo (SR), e dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., nonché ogni altra prescrizione derivante da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni diverse dall’Autorizzazione Integrata Ambientale;

7. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo dovrà essere eventualmente adeguato da parte di ISPRA coerentemente con il presente parere.

8. TARIFFA ISTRUTTORIA

Il Gestore ha versato la tariffa istruttoria, ai sensi del D.M. n. 58 del 6/03/2017, che si ritiene congrua.

TRASMISSIONE VIA PEC

Ministero della Transizione Ecologica
Direzione Generale Valutazioni Ambientali
Divisione II - Rischio rilevante e
autorizzazione integrata ambientale
Via C. Colombo, 44 - 00147 Roma

PEC: VA@pec.mite.gov.it

PEC: CIPPC@pec.minambiente.it

Commissione AIA - IPPC

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_Rev0) della
domanda di AIA presentata da Raffineria Isab S.r.l impianti nord e
sud di Priolo Gargallo ID 12545**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo (*CIPPC.Registro Ufficiale.U.938 del 24/06/2022 nota acquisita da ISPRA con prot. 36154 del 24/06/2022*) relativo all'impianto di cui all'oggetto, in allegato alla presente, ai sensi dell'articolo 29 quater, comma 6 del Decreto Legislativo 152/2006, come modificato dall'articolo 7, comma e) del Decreto Legislativo n. 46 del 4 marzo 2014, **si trasmette il Piano di Monitoraggio e Controllo.**

Cordiali saluti

SERVIZIO PER I RISCHI E LA SOSTENIBILITA'
AMBIENTALE DELLE TECNOLOGIE, DELLE SOSTANZE
CHIMICHE, DEI CICLI PRODUTTIVI E DEI SERVIZI
IDRICI E PER LE ATTIVITA' ISPETTIVE

Il Responsabile

Ing. Fabio Ferranti

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

All.c.s.

U

ISPRA ISTITUTO SUPERIORE PER LA PROTEZIONE E LA RICERCA AMBIENTALE

COPIA CONFORME ALL'ORIGINALE DIGITALE

Protocollo N.0036561/2022 del 28/06/2022

Firmatario: FABIO FERRANTI

Decreto legislativo del 3 aprile 2006, n.152 e ss.mm.ii.

Art. 29-sexies, comma 6

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE

**RAFFINERIA ISAB S.R.L. –
IMPIANTI NORD E SUD**

LOCALITÀ

PRIOLO GARGALLO (SR)

REFERENTI ISPRA

Ing. Federica Bonaiuti

DATA DI EMISSIONE

27 Giugno 2022

NUMERO TOTALE DI PAGINE

89

INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	5
PREMESSA	7
FINALITÀ DEL PIANO	7
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	7
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI.....	9
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	9
1.1. Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie.....	9
1.2. Consumo di combustibili	11
1.3. Caratteristiche dei combustibili.....	12
1.4. Consumi idrici.....	13
1.5. Produzione e consumi energetici	14
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	16
2.1. Emissioni convogliate	16
2.1.1. Emissioni convogliate derivanti da Unità produttive.....	16
2.1.2. Torce d'emergenza	24
2.2. Emissioni fuggitive e diffuse	28
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	31
4. MONITORAGGIO DI ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO	40
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	41
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	41
7. MONITORAGGIO DEGLI ODORI.....	43
8. MONITORAGGIO DI SERBATOI E PIPE-WAY	43
9. MONITORAGGIO DELLA FOGNATURA OLEOSA	45
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....	47
10. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	47
10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)	48
10.2. Determinazione e monitoraggio della bolla di Raffineria.....	50
10.2.1. Determinazione delle emissioni di bolla.....	50

10.2.2. Determinazione delle portate a camino.....	51
10.2.3. Determinazione delle concentrazioni a camino	56
10.3. Sistema di monitoraggio in discontinuo delle emissioni in atmosfera e degli scarichi idrici	64
11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI.....	65
11.1. Combustibili.....	65
11.2. Emissioni in atmosfera.....	66
11.3. Scarichi idrici	69
11.4. Livelli sonori	73
SEZIONE 3 - REPORTING	74
12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	74
12.1. Definizioni.....	74
12.2. Formule di calcolo.....	75
12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità.....	75
12.4. Validazione dei dati.....	76
12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio	76
12.6. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali.....	77
12.7. Obbligo di comunicazione annuale	78
12.7.1. Informazioni previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.....	78
12.7.2. Informazioni di cui all'Allegato della Decisione di esecuzione 2014/768/UE.....	81
12.8. Gestione e presentazione dei dati	82
12.8.1. Conservazione dei dati relativi alle attività di monitoraggio e controllo	82
12.8.2. Conservazione dei dati provenienti dallo SME.....	82
13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	83
14. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO.....	84
ALLEGATO 1. PROTOCOLLO ODORE "SNIFF-TESTING"	87

Nota alle modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA

In questo paragrafo vengono riportati i riferimenti da cui sono scaturite le modifiche apportate al PMC allegato al decreto AIA prot.DVA-DEC-2011-0000580 del 31/10/2011.

In particolare, il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti istruttorie:

1. **modifica non sostanziale** dell'AIA, di cui all'istanza acquisita al prot. n. DVA-2013-0017760 del 29.07.2013, trasmessa dal Gestore per la richiesta di modifica non sostanziale dell'AIA per realizzazione di 2 unità di recupero vapori (VRU) a servizio degli impianti Nord (VRU-N) e degli impianti Sud (VRU-S);
2. **riesame di AIA** limitatamente alle emissioni aria sia convogliate che diffuse per emissione di H₂S;
3. **riesame complessivo di AIA** a seguito di emanazione della DECISIONE DI ESECUZIONE DELLA COMMISSIONE del 9 Ottobre 2014, che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) concernenti la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio relativa alle emissioni industriali;
4. **modifica non sostanziale** dell'AIA, relativamente alla possibilità di co-processare bio-feedstock nell'esistente unità di desolforazione 180 (ID 85-86/12545).

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0	PMC Raffineria ISAB di Priolo	16/9/2011	PMC originario allegato al decreto AIA prot.DVA-DEC-2011-0000580 del 31/10/2011.
3	PMC 3 Raffineria ISAB di Priolo	13/01/2014	Aggiornamenti pag.14-25 Monitoraggio delle emissioni in atmosfera per istruttoria ID 85-86/598 (Installazione di 2 unità VRU).
4	PMC 4 Raffineria ISAB di Priolo	03/07/2014	Pagg. 19, 20 e 24 – 'Monitoraggio delle emissioni in aria' SME per H ₂ S al Camini E15, E16 ed E18; Pag. 43 e 44 'Monitoraggio odori'.
5	PMC 5 Raffineria ISAB di Priolo	16/01/2018	Aggiornamento dell'intero documento conseguente all'istruttoria di riesame dell'AIA per adeguamento alle BAT Conclusions.
6	<i>ID_86_12545_RAF-P_ISAB_Priolo Gargallo_SR_MOD _PMC_Rev0_27_06_2022</i>	27/06/2022	ID 85-86/ 12545 Aggiornamento del § 1.1 con introduzione del bio-feedstock, in accordo con quanto stabilito dal PIC trasmesso con prot. n. m_amte.CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.U.0000938.24-06-2022

Resta, a cura del Gestore, **l'obbligo di estendere i controlli**, ove non espressamente specificato o particolareggiato, a **TUTTE le nuove installazioni occorse per effetto delle modifiche impiantistiche** sopra menzionate (es. programma LDAR, ispezione periodica dei serbatoi, monitoraggio delle emissioni odorigene, controllo delle linee di movimentazione di materie prime, prodotti e combustibili, etc.).

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) 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.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni del *Reference Document on the General Principles of Monitoring – July 2003*, che individua le migliori tecniche disponibili per il monitoraggio delle emissioni derivanti da impianti che ricadono nell'ambito di applicazione della Direttiva IPPC¹.

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

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

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

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

FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della pianificazione degli autocontrolli e delle verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

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.

¹ Direttiva 2008/1/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 15 Gennaio 2008, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.

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 DI MONITORAGGIO

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere “operabili”² 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 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.

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

PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

Il Gestore deve dotarsi di un “*Registro degli adempimenti AIA*” nel quale annotare tutte le scadenze previste dall'autorizzazione e gli atti conseguenti adottati, registrando tutti gli elementi informativi che consentano la tracciabilità della corrispondenza e delle attività svolte. Il contenuto di siffatto registro dovrà essere riportato periodicamente a ISPRA, utilizzando il Documento di Aggiornamento Periodico (DAP) predisposto da ISPRA in formato elettronico che dovrà essere compilato e trasmesso sempre in formato elettronico con frequenza quadrimestrale alla scadenza del mese di Febbraio, del mese di Giugno e del mese di Ottobre.

² 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.

SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1. *Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie*

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime e ausiliarie utilizzate, come precisato nelle seguenti tabelle.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7), evidenziando, tra tutte le materie prime e ausiliarie utilizzate, quelle che presentano frasi di rischio H400, H410, H411, H412 e H413.

Consumo delle principali materie prime e ausiliarie - Impianti Nord

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Petrolio greggio e residui	Topping	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Fuel gas ³	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Penteni	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Raffinato	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Idrogeno	Rete gas	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Miscela gassosa	Rete gas	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Anidride solforosa	Rete gas	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Benzolo	PR1	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>

³ Fuel gas (prodotto dall'FCC di Impianti Nord) inviato rispettivamente al Gruppo SA1/Nord1 di ERG e alla Raffineria Impianti Sud.

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Kero deparaffinato	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Olio FOX	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Metanolo	-	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file

Consumo delle principali materie prime e ausiliarie - Impianti Sud

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Petrolio greggio e residui	Topping (blending)	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Virgin nafta (LVN)	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Fuel gas	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
GPL	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Virgin nafta	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Benzine semilavorate	-	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Keroseni	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file
Gasoli	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione file

Tipologia	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Oli combustibili	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Slop oil IGCC	Blending	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Acido solforico fresco	-	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Idrogeno Airliquide	Varie	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Bio feedstock	Unità 1800	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>

1.2. Consumo di combustibili

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime e ausiliarie utilizzate, come precisato nelle seguenti tabelle.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Consumo di combustibili - Impianti Nord

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
<i>Fuel oil</i>	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
<i>Fuel gas</i>	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gas naturale da rete SNAM	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>

Consumo di combustibili - Impianti Sud

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Olio combustibile	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gas di raffineria	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gas naturale da rete	quantità totale	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
SNAM	consumata			

Consumo di combustibili - Impianto 2000 (CTE) - Impianti Sud

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Olio combustibile	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Gas di raffineria	quantità totale consumata	tonnellate	giornaliera	compilazione <i>file</i>

1.3. Caratteristiche dei combustibili

Olio combustibile (Fuel oil)

Per l'olio combustibile deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Parametro	Unità di misura	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua e sedimenti	% v	rapporto di analisi
Viscosità a 50°C	°E	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/kg	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/m ³	rapporto di analisi
Punto di scorr. sup.	°C	rapporto di analisi
Asfalteni	%p	rapporto di analisi
Ceneri	%p	rapporto di analisi
HFT	%	rapporto di analisi
PCB/PCT	mg/kg	rapporto di analisi
Residuo Carbonioso	%p	rapporto di analisi
Nickel + Vanadio	mg/kg	rapporto di analisi
Sodio	mg/kg	rapporto di analisi
Zolfo	%p	rapporto di analisi

Combustibili alimentati alle caldaie dell'Impianto 2000

Con riferimento ai combustibili alimentati alle caldaie dell'Impianto 2000, il Gestore dovrà monitorare il contenuto dei parametri indicati nella seguente tabella, con le frequenze ivi stabilite.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Olio combustibile			
Arsenico	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Cadmio	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Cromo	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Mercurio	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Piombo	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Nichel	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Rame	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Selenio	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Vanadio	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Zinco	mg/kg	mensile	cartacea e informatizzata
Potenza termica fornita	kWt	giornaliera	cartacea e informatizzata
Gas di raffineria			
Potenza termica fornita	kWt	giornaliera	cartacea e informatizzata
Zolfo	%p	mensile	rapporto di analisi
Residuo Conradson	%p	mensile	rapporto di analisi
Viscosità a 40°C	°E	mensile	rapporto di analisi
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³	mensile	rapporto di analisi
Densità a 15°C	kg/Nm ³	mensile	rapporto di analisi
Rapporto C/H	-	mensile	rapporto di analisi
Nickel + Vanadio	mg/Nm ³	mensile	rapporto di analisi

1.4. Consumi idrici

Deve essere registrato il consumo di acqua, come precisato nelle tabelle di seguito riportate.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Consumo di risorse idriche - Impianti Nord

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua industriale da Rete Priolo Servizi (prelevata da Pozzi e acque superficiali per uso industriale - processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua mare da Rete Priolo Servizi (uso industriale - raffreddamento)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua demineralizzata (uso industriale – processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua potabile da Rete Priolo Servizi (prelevata da Pozzi per uso igienico sanitario)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata

Consumo di risorse idriche - Impianti Sud

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
Acqua da Pozzi (pozzi nn. 3, 5, 6 e 7) (uso igienico sanitario e industriale - processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua mare (uso industriale - raffreddamento)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua da Sogear (uso igienico sanitario)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
Acqua demi da IGCC (uso industriale - processo)	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata

1.5. Produzione e consumi energetici

Devono essere registrati il consumo e la produzione di energia, come precisato nella tabella seguente, per quanto possibile specificato per singola fase o gruppo di fasi.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Produzione e consumi energetici - Impianti Nord e Sud

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia elettrica consumata	quantità (MWh)	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Energia elettrica prodotta	quantità (MWh)	giornaliera	compilazione <i>file</i>

Descrizione	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia termica consumata	quantità (MWh)	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Energia termica prodotta	quantità (MWh)	giornaliera	compilazione <i>file</i>
Vapore impianti	quantità (t/mese)	giornaliera	compilazione file

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.

2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

2.1. Emissioni convogliate

2.1.1. Emissioni convogliate derivanti da Unità produttive

Nelle tabelle seguenti sono riassunte le informazioni riguardanti i principali punti di emissione convogliata in atmosfera.

Identificazione dei principali punti di emissione convogliata - Impianti Nord

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Stato attuale	Monitoraggio in continuo	Coordinate Gauss Boaga (E,N)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
E1	Cumene (PR1) – B1021A	26	1,27	attivo	Sì	2.536.394,625	4.114.662,276
E2	Cumene (PR1) – B1021B	26	1,27	attivo	Sì	2.536.396,627	4.114.655,670
E3	Visbreaking (CR33) – B920/R	39	4,37	attivo	No	2.536.530,272	4.114.667,228
E4	Visbreaking (CR33) – decoking	15	0,2	attivo	No	2.536.543,460	4.114.677,141
E5	Topping (CR20) – B1A	50	5,26	attivo	No	2.536.483,546	4.114.823,407
E6	Topping (CR20) – B1B	50	5,26	attivo	No	2.536.488,715	4.114.806,271
E7	Vacuum (CR26) – B101A	20	1,47	attivo	No	2.536.472,461	4.114.867,412
E8	Vacuum (CR26) – B101A	20	1,47	attivo	No	2.536.467,287	4.114.865,826
E9	Vacuum (CR26) – B101B	20	1,47	attivo	No	2.536.464,372	4.114.875,346
E10	Vacuum (CR26) – B101B	20	1,47	attivo	No	2.536.469,600	4.114.876,932
E11	Cracking catalitico FCC (CR27) – B205	60	9,61	attivo	Sì	2.536.460,833	4.114.979,448
E12	Cracking catalitico FCC (CR27) - ex B201	-	-	inattivo dal 2002	No	-	-

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Stato attuale	Monitoraggio in continuo	Coordinate Gauss Boaga (E,N)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
E13 (camino di emergenza)	Cracking catalitico FCC (CR27) – B204	60	2,69	attivo	Sì	2.536.506,587	4.114.985,202
E14	Produzione acido solforico (CR37) – B101	42	1,13	attivo	Sì	2.536.318,318	4.115.021,129
E15	Topping (CR30) – B101A/B e B201/B202 Impianti di recupero zolfo (CR34) – B202 Impianto di recupero zolfo (CR41) – B4103	120	23,75	attivo	Sì	2.536.377,699	4.115.195,259
E16	Desolforazione gasoli (CR31) – B101	31	2,27	attivo	Sì	2.536.523,862	4.115.080,380
E17	VRU, candela fredda: sistema di trattamento dei vapori captati dal sistema di caricamento via terra (CR5)	2,5	0,0134	attivo	No	2.536.681,642	4.114.905,340
E18	Desolforazione Gofiner (CR40) – B4001	55	2,14	attivo	Sì	2.536.389,830	4.115.225,247
E40	VRU-N	10	0,7	attivo	No	2.537.195,368	4.115.234,601
E42 (emissione non significativa)	Sfiato del sistema di caricamento navi	2	0,005	attivo	No	-	-

Identificazione dei principali punti di emissione convogliata - Impianti Sud

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Stato attuale	Monitoraggio in continuo	Coordinate Geografiche (WGS 84)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
E19 (Camino A)	Impianto 100 (forno F101), Impianto 200 (forni F101 e F102), Impianto 200° (forno F301), Impianto 300 (forno F101), Impianto 400 (forno F101), Impianto 500 (forni F101, F102, F103, F104, F106, F301 e F302), Impianto 1000 (forni F101 e F102), Impianto 1600° (forni F201, F501 e F502)	130	32,17	attivo	Sì	519628 E	4108180 N
E20 (Camino B)	Impianto 600 (forno F101), Impianti 700 e 700A (forni F101 e F102), Impianto 800 (forno F101), Impianti 1200 e 1200A (ossidatori finali F103/1/2/3/4), Impianto 1600 (forni F101 e F301), Impianto 2000 (caldaie CTE)	140	37,39	attivo	Sì	519320 E	4108468 N
E21 (Camino 4)	Impianto 1800 (forno F101)	50	1,77	attivo	Sì	519533 E	4108455 N
E22 (Camino 3)	Impianto 2000A (turbogas)	60	11,34	attivo	Sì	519474 E	4108519 N
E23	Camino AS/SVE - Modulo 1	1,7	0,008	attivo	No	519682 E	4108492 N
E24	Camino AS/SVE - Modulo 2	1,7	0,008	attivo	No	519605 E	4108566 N
E25	Camino AS/SVE - Modulo pilota	1,8	0,008	attivo	No	519731 E	4108446 N

Punto di emissione	Unità di provenienza	Caratteristiche		Stato attuale	Monitoraggio in continuo	Coordinate Geografiche (WGS 84)	
		Altezza (m)	Sezione (m ²)				
E26	Camino AS/SVE - Modulo 4	1,65	0,008	attivo	No	519832 E	4108351 N
E27	Camino AS/SVE - Modulo 5	1,6	0,008	attivo	No	519523 E	4108643 N
E28	Camino AS/SVE - Modulo 6	1,7	0,008	attivo	No	519476 E	4108687 N
E29	Camino "Candela fredda"	10,9	0,05	attivo	No	519476 E	4108687 N
E41	VRU-S	10	0,7	attivo	No	522.930 E	4106960 N

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate nel PIC, gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle tabelle successive.

Si precisa che, in caso di emissioni provenienti da diversi impianti ma afferenti ad un unico camino, il calcolo delle portate afferenti alle singole unità dovrà essere effettuato in accordo a quanto riportato al seguente § 10.2, previa condivisione con l'Autorità di Controllo.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Emissioni dai camini - Impianti Nord

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E1, E2, E11, E13, E14, E15, E16, E18	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno, Vapor d'acqua	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E3, E4, E5, E6, E7, E8, E9, E10, E12(*)	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno, Vapor d'acqua	Controllo	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri, COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E5, E6, E7, E8, E9, E10	Cd+Hg+Tl; Se+Te+Ni; Sb+CrIII+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V; Somma IPA(**); Somma PCB; Bromo e suoi composti, espressi come acido bromidrico; Fluoro e suoi composti, espresso come acido fluoridrico; Somma PCDD e PCDF.	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E15	Be; Cd+Hg+Tl; As+CrVI+Co+Ni; Se+Te+Ni; Sb+CrIII+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V; Sostanze organiche volatili, espresse come carbonio totale; Bromo e suoi composti, espressi come acido bromidrico; Fluoro e suoi composti, espresso come acido fluoridrico; Somma IPA(**); Somma PCB; Somma PCDD e PCDF.	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E17	Composti organici volatili NMCOV	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (campionamento manuale e analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E40	Composti organici volatili	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (campionamento manuale e analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (campionamento manuale e analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
Condotte in uscita dagli Impianti di recupero zolfo (CR34, CR41 afferenti al camino E15)	H ₂ S	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati

(*) Il Gestore ha dichiarato che il punto di emissione E12 non è più utilizzato da Ottobre 2002, pertanto i controlli si intendono sospesi sino al suo eventuale riavvio. Qualora si rendesse necessario riattivare il punto di emissione E12, il Gestore dovrà darne preventivamente comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo e dovrà dare attuazione ai controlli indicati nella presente tabella.

(**) (benzo[a]antracene, dibenzo[a,h]antracene, benzo[b]fluorantene, benzo[k]fluorantene, benzo[j]fluorantene, benzo[a]pirene, dibenzo[a,e]pirene, dibenzo[a,h]pirene, dibenzo[a,i]pirene, dibenzo[a,l]pirene, dibenzo[a,h]acridina, dibenzo[a,j]acridina, 5-nitroacenaftene, 2-nitronaftalene, indeno[1,2,3-cd]pirene).

Relativamente:

- al sistema di recupero vapori Impianti Nord (camino E40), il Gestore dovrà operare la registrazione automatica e archiviazione dei dati di attivazione dello stesso, corredata di informazioni sulla durata dell'evento di emissione e la quantificazione della stessa;
- agli impianti di desolforazione Impianti Nord (camino E15), il Gestore dovrà fornire mensilmente evidenza del grado di efficienza degli impianti, che deve essere maggiore del 98,5%. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori al dato indicato, il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento e delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite autorizzato.

Il Gestore dovrà mettere a disposizione degli Enti di Controllo l'archivio di registrazione dei dati e riportare le informazioni nel rapporto annuale da trasmettere all'Autorità di Controllo.

Emissioni dai camini - Impianti Sud

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E19, E20	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno, Vapor d'acqua	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Be; Cd+Hg+Tl; As+CrVI+Co+Ni; Se+Te+Ni; Sb+CrIII+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+S n+V; Sostanze organiche volatili, espresse come carbonio totale; Bromo e suoi composti, espressi come acido bromidrico; Fluoro e suoi composti, espresso come acido fluoridrico; Somma IPA ^(*) ; Somma PCB; Somma PCDD e PCDF.	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E19 ^(**)	PCDD+PCDF	Parametro conoscitivo	Mensile (Durante la rigenerazione del catalizzatore)	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E21	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno, Vapor d'acqua	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E22	Temperatura, Portata, Pressione, Ossigeno, Vapor d'acqua	Controllo	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	SO ₂ , NO _x (come NO ₂), CO, polveri	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati
	COV, H ₂ S, NH ₃ e composti a base di cloro (come HCl)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Mensile	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E23, E24, E25, E26, E27, E28	Benzene, Toluene, Etilbenzene, Xileni, Idrocarburi C5-C9, Idrocarburi totali (n-esano)	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Portata	Controllo	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
E29	Composti organici volatili NMVOC	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati

Punto di emissione	Parametro	Limite / Prescrizione	Frequenza	Rilevazione dati	Registrazione
E41	Composti organici volatili NMVOC	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (campionamento manuale e analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
	Benzene	Concentrazione limite come da autorizzazione	Semestrale	Misura (Campionamento manuale ed analisi di laboratorio)	Registrazione su file dei risultati
Condotte in uscita dagli Impianti di recupero zolfo (1200, 1200A afferenti al camino E20)	H ₂ S	Concentrazione limite come da autorizzazione	In continuo ^(*)	Misura (Analizzatore in continuo)	Registrazione su file dei risultati

(*) (benzo[a]antracene, dibenzo[a,h]antracene, benzo[b]fluorantene, benzo[k]fluorantene, benzo[j]fluorantene, benzo[a]pirene, dibenzo[a,e]pirene, dibenzo[a,h]pirene, dibenzo[a,i]pirene, dibenzo[a,l]pirene, dibenzo[a,h]acridina, dibenzo[a,j]acridina, 5-nitroacenaftene, 2-nitronaftalene, indeno[1,2,3-cd]pirene).

(**) Nelle more della realizzazione delle porte presa campione sulle condotte di adduzione dei fumi dell'impianto di reforming catalitico, prevista in occasione della fermata generale del 2020, le modalità e frequenze di campionamento dell'inquinante PDDD/F dovranno essere stabilite nell'ambito di uno specifico accordo con gli Enti di controllo.

(***) Nelle more dell'installazione del misuratore in continuo di H₂S il Gestore dovrà provvedere al controllo di tale parametro mediante monitoraggi in discontinuo con frequenza mensile.

Relativamente:

- al sistema di recupero vapori Impianti Sud (camino E41), il Gestore dovrà operare la registrazione automatica e archiviazione dei dati di attivazione dello stesso, corredata di informazioni sulla durata dell'evento di emissione e la quantificazione della stessa;
- agli impianti di desolforazione Impianti Sud (camino E20), il Gestore dovrà fornire mensilmente evidenza del grado di efficienza degli impianti, che deve essere maggiore del 98,5%. Qualora durante l'esercizio si riscontrino valori inferiori al dato indicato, il Gestore ha l'obbligo di registrazione della data di constatazione dell'evento e delle manovre eseguite per riportare il parametro nel limite autorizzato.

Il Gestore dovrà mettere a disposizione degli Enti di Controllo l'archivio di registrazione dei dati e riportare le informazioni nel rapporto annuale da trasmettere all'Autorità di Controllo.

2.1.2. Torce d'emergenza

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti le torce di emergenza.

Torce d'emergenza - Impianti Nord

Punto di emissione	Descrizione	Coordinate (N,E)	
		N	E
E30	Torcia B681 - 1800 t/h	516.001 N	4.115.870 E
E31	Torcia B601 - 360 t/h	517.593 N	4.114.878 E
E32	Torcia B651 - 550 t/h	517.617 N	4.114.833 E
E33	Torcia B661 - 550 t/h	517.593 N	4.114.878 E
E34	Torcia B671 - 550 t/h	517.593 N	4.114.878 E
E35	Torcia B1163 - 50 t/h	517.660 N	4.114.819 E
E36	Torcia B2 - 50 t/h	-	-

Torce d'emergenza - Impianti Sud

Punto di emissione	Descrizione	Coordinate (N,E)	
		N	E
E37	Torcia principale - 50.000 kg/h	517.977 E	4.109.000 N
E38	Torcia secondaria - 270.000 kg/h	517.977 E	4.109.000 N
E39	Torcia acida - 16.000 kg/h	517.977 E	4.109.000 N

Nel rapporto annuale (v. § 12.7), per ciascuna torcia, dovranno essere riportati:

- numero e tipo di funzionamenti (es. situazioni di emergenza, avvio e arresto di impianti, etc.);
- durata (ore di esercizio per ciascun evento di accensione);
- consumo di combustibile;
- composizione dei gas inviati in torcia;
- volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

Nel caso della torcia B601 dovranno essere riportate anche le misure effettuate in automatico, con frequenza minima di 15 minuti, della composizione intesa come contenuto di carbonio totale e del flusso di gas inviato alla torcia. Dopo 12 mesi di misure, in funzione dei dati registrati, l'Autorità di Controllo (AC) potrà rimodulare la frequenza di monitoraggio.

Poiché il sistema di torcia è integrale al sistema di sicurezza da sovrappressioni, il metodo di misura del flusso deve essere tale da determinare il minimo di perdite di carico nel collettore di torcia al fine di non incrementare la contropressione nel collettore stesso; i dispositivi di misura debbono quindi essere adeguati non solo in termini di accuratezza di misura, ma anche in termini di minime perdite di carico.

La composizione dei gas avviati alle torce può essere determinata campionando sia manualmente⁴ sia strumentalmente, ed il campione deve essere prelevato 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 e, 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 1.100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40” (\cong 1 m di diametro), realizzando la misura di flusso con un flussimetro di tipo ad ultrasuoni con le caratteristiche specificate nel successivo paragrafo “*metodi di misura*”, tale valore corrisponde a circa 10 volte il minimo flusso determinabile al più basso valore del range (nell’intervallo di \pm 5% di accuratezza) di misura dello strumento. Se la tubazione è ovviamente di diametro minore la soglia di 1.100 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, la causa potrebbe essere attribuita a perdite nelle valvole di sicurezza o al valore di soglia non adeguato, che dovrebbe quindi essere modificato.

Il Gestore deve garantire che 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 una accuratezza di misura di \pm 20%, mediante effettuazione di tarature annuali e verifiche funzionali trimestrali. Qualora l’effettuazione della taratura con frequenza annuale non dovesse garantire il mantenimento dell’accuratezza indicata, il Gestore dovrà provvedere a darne comunicazione all’Autorità di Controllo, intensificando nel contempo gli interventi di taratura stessi, che dovranno essere effettuati con frequenza mensile.

⁴ Il Gestore dichiara che il campionamento manuale dei gas inviati in torcia non è garantibile in situazioni di emergenza, per motivi di sicurezza e salvaguardia dell’incolumità del personale.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il sistema di campionamento del gas mandato alle torce deve rispondere 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 2 proposti:

a) Campionamento manuale:

- se la velocità di flusso di massa è superiore alla “soglia”, un campione deve essere completamente acquisito entro 15 minuti e successivamente ad intervalli di 1 ora⁵, fino a quando il flusso di massa sia inferiore alla soglia;
- 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 1.100 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,
- solfuro d’idrogeno - ASTM D4084-94 o ASTM UOP 539-97 (o versioni più aggiornate).

⁵ Ove tecnicamente possibile e sempre nel rispetto della salvaguardia delle incolumità del personale addetto.

Il Gestore può proporre all'Autorità 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 sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi da parte dell'Autorità di controllo, sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad all'Autorità di controllo che provvederà alla verifica e alla eventuale proposta di modifica.

In caso di attivazione delle torce, il Gestore dovrà:

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente e all'Autorità di controllo, entro 30 gg dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

Il Gestore deve effettuare verifiche di ottemperanza, con documentazione di esito, delle prescrizioni di AIA relative a:

1. garanzia che il sistema di recupero e compressione dei gas avviati alla torcia idrocarburica sia sempre in perfetta efficienza ed in funzione durante le ore di normale esercizio della Raffineria, ad eccezione dei periodi di tempo di manutenzione alla torcia e/o al sistema stesso di recupero gas o in cui si verificano manutenzioni su unità di Raffineria con frequenti avvii-spegnimenti dell'impianto di recupero gas o di spegnimento del sistema di recupero gas per ragioni di sicurezza o di fermata operativa di unità di Raffineria con effetti sull'efficacia del trattamento di recupero;
2. garanzia che il sistema di torcia di Raffineria sia mantenuto in perfetta efficienza tramite un controllo operativo costante e una manutenzione programmata secondo gli standard previsti per tali sistemi, in particolare i misuratori di portata dei gas in torcia, le pompe di trasferimento condense dal *blow-down* e tutte le apparecchiature di controllo dei vari *loop* specie per l'invio di vapore in torcia per evitare vistosi effetti visivi del pennacchio in condizioni di emergenza. Le richieste di lavoro relative agli interventi di manutenzione sulle apparecchiature sopra citate dovranno essere eseguite entro 5 giorni lavorativi secondo modalità in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

2.2. Emissioni fuggitive e diffuse

Il Gestore deve attuare e mantenere aggiornato il programma di *Leak Detection and Repair* (LDAR) secondo i protocolli EPA 453/95, definito e concordato con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, nel quale sono indicati le sequenze di censimento dei componenti di tutti gli impianti della Raffineria (valvole e flange di processo, stoccaggi, trattamenti acque, fogne, raffreddamento, torce, forni, caricamento), le tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e le metodologie da adottare. La Banca Dati predisposta deve contenere:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori, pompe, scambiatori e connettori 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) Database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Autorità 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'Autorità di controllo. La 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;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >5.000 (o 3.000) ppmv, 5.000 (o 3.000) - 1.001 ppmv e 1.000 - 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_{volume} espressi come CH₄) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

Componenti	Soglie	Soglie per fluidi classificati H350
Pompe	5.000	500
Compressori	5.000	500
Valvole	3.000	500
Flange	3.000	500

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.

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 5.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri ed 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.

Il programma LDAR deve essere eseguito con le frequenze di monitoraggio, i tempi di intervento e le modalità di registrazione dei risultati indicati nella tabella di seguito riportata.

Tabella - 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 file elettronico e registri cartacei
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 immediatamente dopo l'individuazione della perdita	Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento
Tenute delle pompe	Trimestrale		
Tenute dei compressori	Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	

Componenti	Frequenza del monitoraggio	Tempi di intervento	Annotazione su file elettronico e registri cartacei
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

La sostituzione dei componenti fuori soglia deve essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance; nella scelta dei componenti da installare il Gestore deve valutare la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali, riportandone i risultati del confronto nel *report* periodico all'Autorità competente e all'Autorità di controllo.

Il Gestore può proporre all'Autorità di controllo un programma e delle procedure equivalenti purché di pari efficacia, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le seguenti tabelle riportano la specifica dei punti di scarico finali, parziali e a piè d'impianto degli impianti della Società ISAB s.r.l. Impianti Nord e Impianti Sud.

Si precisa che, come indicato dal Gestore, lo scarico finale denominato SC19 risulta attualmente inattivo, in quanto asservito al sistema di raffreddamento del serbatoio DA1129, che è fuori servizio. In caso di rientro in esercizio del serbatoio DA1129 il Gestore provvederà a trasmettere apposita comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo e lo scarico verrà riattivato e regolarmente monitorato.

Identificazione degli scarichi - Impianti Nord

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate UTM33N WGS84	
SC19 (scarico finale - inattivo)	acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento dello scambiatore E1129 A/B del parco stoccaggi SG11	acque mare (Rada di Augusta)	4.114.552 N	517.886 E
SC301 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	acqua di raffreddamento proveniente dai condensatori situati nel parco stoccaggi SG11	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.678 N	517.832 E

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate UTM33N WGS84	
SC304 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento parco stoccaggi SG11	acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento parco stoccaggi SG11	4.114.648 N	517.730 E
SC305 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	acqua mare proveniente dal sistema di raffreddamento parco stoccaggi SG11	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.648 N	517.725 E
SC325/b (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	acque da troppo pieno serbatoi rete antincendio	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.252 N	515.680 E
SC329 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	acque mare di raffreddamento reparti SA1/N e SA/9	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.419 N	516.443 E
SC333 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	acque mare di raffreddamento PR1/2, CR33, CR35, CR36	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.419 N	516.571 E
SC342 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	acque mare di raffreddamento reparto CR20, CR10 ed ex reparto CR1/2	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.406 N	516.868 E
SC349 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	acque mare di raffreddamento parco stoccaggio SG13	acque marino costiere Vallone della Neve (Rada di Augusta)	4.114.498 N	517.172 E
SC504 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.086 N	516.671 E
SC505 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.092 N	516.566 E
SC507 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.063 N	516.473 E
SC512 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	acque domestiche	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.114.994 N	516.275 E
SC513 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.041 N	516.415 E

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate UTM33N WGS84	
SC513A (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	condensa di vapor d'acqua	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.113 N	516.551 E
SC513N (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua di condensa	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.027 N	516.377 E
SC513Q (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.017 N	516.344 E
SC514 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.089 N	516.552 E
SC515 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.107 N	516.636 E
SC519 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.277 N	517.146 E
SC521 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	acqua dolce proveniente dallo sfioro torrino piezometrico rete acqua pozzi	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.114.908 N	516.137 E
SC523 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	acqua mare di raffreddamento	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.089 N	516.552 E
ex 27 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	acque domestiche	acque marino costiere - Rada di Augusta (Canale O)	4.115.285 N	517.206 E
SC31 (scarico finale - continuo)	acque dolci provenienti da polla risorgiva	acque marine – Vallone della Neve - Rada di Augusta	4.115.898 N	516.503 E
SC209 (scarico finale - discontinuo)	acque meteoriche di dilavamento strade e piazzali zona serbatoi SG10	Torrente Canniolo	4.113.297 N	515.645 E
SC210 (scarico finale - discontinuo)	acque meteoriche di dilavamento strade e piazzali zona serbatoi SG10	Torrente Canniolo	4.113.240 N	515.798 E

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate UTM33N WGS84	
Pozzetto 1 (asta nord)	acque oleose	impianto di trattamento acque reflue TAS di proprietà di Priolo Servizi	4115025 N	517198 E
Pozzetto 2 (asta sud)	acque oleose	impianto di trattamento acque reflue TAS di proprietà di Priolo Servizi	4115898 N	517249 E
Pozzetto ingresso Pontile SG13	acque oleose	impianto di trattamento acque reflue TAS di proprietà di Priolo Servizi	4115060 N	517308 E
Pozzetto ingresso torce mare	acque oleose	impianto di trattamento acque reflue TAS di proprietà di Priolo Servizi	4114937 N	517374 E
Pozzetto pettine	acque oleose	impianto di trattamento acque reflue TAS di proprietà di Priolo Servizi	4114905 N	517265 E

Identificazione degli scarichi - Impianti Sud

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Coordinate Gauss-Boaga	
EM/N1 (scarico parziale - continuo)	acque di raffreddamento	Canale Alpina recapitante a mare	N 37° 06' 58,7"	E 15° 12' 46,7"
EM/N2 (scarico parziale - continuo)	acque in esubero da vasca di dissabbiamento acqua mare	Canale Alpina recapitante a mare	N 37° 07' 07,3"	E 15° 13' 08,4"
EM/N3 (scarico parziale - continuo)	acque bianche e meteoriche	Canale Alpina recapitante a mare	N 37° 07' 09,7"	E 25° 13' 32,3"
EM/N4 (scarico parziale - continuo)	flusso uscente da impianto TAS	Canale Alpina recapitante a mare	N 37° 07' 13,4"	E 15° 13' 37,2"

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate nel PIC, relative ai limiti agli scarichi, devono essere effettuati i controlli previsti nelle seguenti tabelle.

Con particolare riferimento al punto di scarico denominato SC19 si precisa che, essendo tale scarico al momento inattivo, i controlli indicati sono da intendersi sospesi e dovranno essere riattivati solo a seguito di comunicazione da parte del Gestore di riattivazione dello scarico stesso.

Le determinazioni analitiche sono riferite, per gli scarichi continui, ad un campione medio prelevato nell'arco di 3 ore e, per gli scarichi discontinui, ad un campione istantaneo.

Il Gestore dovrà altresì compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 12.7).

Scarichi idrici - Impianti Nord

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
SC19 (scarico finale - inattivo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale – solo in caso di riavvio dello scarico	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC301 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC304 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC305 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC329 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC333 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
SC342 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC349 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC20 - discontinuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC504 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC505 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC507 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC513 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
SC513A (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC513N (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC513Q (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC514 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC515 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC519 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
SC523 (scarico parziale conferente allo scarico finale SC28 - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC31 (scarico finale - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC209 (scarico finale - discontinuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
SC210 (scarico finale - discontinuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
Pozzetto 1 (asta nord)	parametri di cui al <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	frequenze stabilite nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	valori indicati nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	rapporti di analisi del laboratorio esterno
Pozzetto 2 (asta sud)	parametri di cui al <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	frequenze stabilite nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	valori indicati nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	rapporti di analisi del laboratorio esterno
Pozzetto ingresso Pontile SG13	parametri di cui al <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	frequenze stabilite nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	valori indicati nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
Pozzetto ingresso torce mare	parametri di cui al <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	frequenze stabilite nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	valori indicati nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	rapporti di analisi del laboratorio esterno
Pozzetto pettine	parametri di cui al <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	frequenze stabilite nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	valori indicati nel <i>Regolamento di fognatura consortile</i>	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Scarichi idrici - Impianti Sud

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
EM/N1 (scarico parziale - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
EM/N2 (scarico parziale - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
EM/N3 (scarico parziale - continuo)	solidi sospesi totali, idrocarburi totali, Σ Solventi Organici Aromatici	annuale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno
EM/N4 (scarico parziale - continuo)	SST, Idrocarburi totali, COD, Azoto totale	giornaliero	concentrazione limite come da autorizzazione	rapporti di analisi del laboratorio esterno
	Benzene	mensile	concentrazione limite come da autorizzazione	rapporti di analisi del laboratorio esterno

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Limiti / Valori di riferimento	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
	Cadmio, Mercurio, Nichel, Piombo,	trimestrale	concentrazione limite come da autorizzazione	rapporti di analisi del laboratorio esterno
	parametri di cui alla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali" (non indicati alla precedente riga) pertinenti per il ciclo produttivo ^(*)	semestrale	limiti indicati dalla tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 - sezione "Scarico in acque superficiali"	rapporti di analisi del laboratorio esterno

(*) Al fine di individuare le sostanze pertinenti per il ciclo produttivo, il Gestore dovrà effettuare almeno quattro campagne di analisi complete (ovvero ricercando tutti i parametri di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/2006). Nelle successive analisi potranno essere ricercati i soli parametri risultati almeno una volta superiori al limite di rilevabilità analitico nelle campagne di analisi complete.

4. MONITORAGGIO DI ACQUE SOTTERRANEE, SUOLO E SOTTOSUOLO

La Raffineria è inserita all'interno del perimetro del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Gela e Priolo.

A tale proposito il Gestore ha attivato l'iter tecnico-procedurale ai sensi del Decreto Ministeriale n. 471 del 25 Ottobre 1999, con specifico riferimento a quanto indicato per il sito di interesse nazionale di Gela e Priolo, definito con Legge n. 426 del 9 Dicembre 1998, e che ha attivato un progetto di messa in sicurezza operativa ai sensi dell'art. 265 del D.lgs 152/2006; il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi sopra riportati.

Il Rapporto annuale dovrà contenere i risultati delle attività di monitoraggio effettuate.

Qualora nell'area di proprietà dovessero essere effettuate ulteriori indagini di caratterizzazione delle matrici suolo e sottosuolo, il primo Rapporto annuale successivo alla conclusione delle suddette attività dovrà contenere una sintesi delle attività effettuate e dei relativi risultati.

Per il conferimento⁶ delle acque di falda emunte all'impianto IAS esterno, è stato stabilito un punto di consegna P1 con installazione dell'apposito Pozzetto di controllo per il conseguente invio delle acque reflue a trattamento esterno, con le seguenti caratteristiche:

⁶ Tale esercizio potrà essere autorizzato solo una volta che l'impianto IAS sarà dotato di AIA che includa il trattamento delle acque di falda e le modalità di invio di tali acque a IAS dovranno essere definite e regolamentate esclusivamente nell'ambito delle operazioni di messa in sicurezza e bonifica dei siti contaminati.

Punto	Coordinate	
	X	Y
P1 - Punto di consegna delle acque di falda emunte a IAS	15°13'38,68"	37°07'14,94"
Campionatore	15°13'38,43"	37°07'14,66"
Gruppo di misura	15°13'38,04"	37°07'14,57"

5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso la compilazione del registro di carico/scarico, del FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti), con archiviazione della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione, e segnalazione sul MUD con cadenza annuale.

Il Gestore dovrà poi adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 30/03/2016, n. 78 "SISTRI – Regolamento recante disposizioni relative al funzionamento e ottimizzazione del sistema di tracciabilità dei rifiuti."

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC, relative alle condizioni di esercizio dei depositi temporanei, il Gestore deve verificare ogni 15 giorni la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.

Il Gestore deve compilare mensilmente la seguente tabella:

Monitoraggio delle aree di deposito - Impianti Nord

Area di stoccaggio	Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente (m ³)	Quantità presente (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA	Modalità di registrazione:
Deposito temporaneo						

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale (v. § 12.7).

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

6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore dovrà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno ogni 4 anni. Inoltre, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

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, nel rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte secondo la zonizzazione territoriale di competenza dei Comuni interessati; in mancanza della zonizzazione comunale devono essere rispettati i limiti per tutto il territorio nazionale di cui al DPCM 1 Marzo 1991.

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'Autorità di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

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	Quadriennale od ogni qualvolta intervengano modifiche che possano influire sulle emissioni acustiche	Controllo reporting annuale
Livello di immissione			Stima			

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel rapporto annuale (v. § 12.7).

7. MONITORAGGIO DEGLI ODORI

Il Gestore deve attuare un programma di monitoraggio, con campagne di monitoraggio annuali, degli odori riconducibili alle proprie attività, volto alla individuazione, analisi, stima e controllo degli impatti olfattivi indotti dai processi produttivi secondo una procedura di misure articolate in almeno 6 punti rappresentativi, di cui almeno la metà dislocati nelle aree di stoccaggio e di trasferimento.

La caratterizzazione dovrà tener conto almeno delle seguente fasi:

- Speciazione emissioni odorigene
- Campionamento
- Analisi chimica
- Parametri caratterizzanti l'emissione odorigena
- Odor threshold/Odor unit
- Valutazione dell'impatto olfattivo.

A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si richiede al Gestore una contestuale analisi tecnica, da inviare all'Autorità Competente e, qualora tale analisi tecnica evidenzia elementi criticità riconducibili ad emissioni olfattive dello Stabilimento, il Gestore dovrà predisporre un piano dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi da sottoporre alla valutazione dell'Autorità Competente.

In riferimento al sistema adottato per la mitigazione degli impatti durante le fasi di caricamento delle autobotti (*Vapour Recovery Units*) deve essere garantita l'operabilità del sistema di aspirazione vapori adottato.

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

Per l'espletamento del monitoraggio degli odori il Gestore può utilizzare una procedura di monitoraggio inserita 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*", riportato in Allegato 1, oppure seguendo la Norma UNI EN 13725.

8. MONITORAGGIO DI SERBATOI E PIPE-WAY

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

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi semestri o di tecnica equivalente e comunque nel rispetto della normativa vigente. In caso di adozione di tecniche equivalenti, il Gestore dovrà presentare all'Autorità competente, idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia rispetto l'utilizzo del doppio fondo;
- sono già dotati di pavimentazione dei bacini e i serbatoi che saranno oggetto di pavimentazione dei bacini nei successivi semestri,

- sono già dotati di sistema di recupero dei vapori, come da programma di adeguamento dei serbatoi a tetto fisso sprovvisti di sistema di recupero vapori che il Gestore dovrà presentare entro 6 mesi dal rinnovo dell'AIA.

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 semestri.

Il Gestore dovrà attuare e mantenere aggiornato il Programma di attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi, definito con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, basato sulle norme internazionali ed il programma dei piani ispettivi dovrà tenere conto, tra l'altro, dei parametri legati alle caratteristiche tecniche dei serbatoi (tipologia, materiali, spessori, ecc), alle condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), alla storia di esercizio (dati ispettivi, anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). Il Piano citato dovrà essere basato anche sulle emissioni acustiche, oltre che ai sistemi attualmente in uso, per la verifica dello stadio di corrosione del fondo dei serbatoi non ancora oggetto di interventi di riqualificazione.

Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente.

In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di Raffineria, il Gestore deve documentare l'implementazione di un Programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici tale per cui, a partire dalla data di rilascio dell'AIA, ogni semestre debba risultare:

1. laddove esistessero serbatoi che non sono mai stati oggetto di verifica, tale verifica dovrà essere effettuata entro 6 mesi dal rinnovo dell'AIA;
2. una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio mediante emissioni acustiche⁷ dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che ne certifichino la tenuta. Con particolare riferimento ai serbatoi S537 ed S540, il sistema di monitoraggio del sottosuolo con il Tracer Tight Test deve essere integrato con il monitoraggio del grado di corrosione delle lamiere del fondo da attuarsi attraverso il controllo spessimetrico della lamiera del fondo del serbatoio. Il monitoraggio deve essere condotto con cadenza quinquennale e i risultati dovranno essere comunicati all'Autorità di Controllo. Nel caso in cui i controlli non diano risultati soddisfacenti, il Gestore dovrà garantire la tenuta dal fondo del serbatoio attraverso la realizzazione di opportune misure, inclusa l'installazione di un doppio fondo.

Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore, anche in modalità equivalente, con presentazione alla Autorità competente di idonea documentazione tecnica che ne attesti l'efficacia.

⁷ Il Gestore dichiara di effettuare come metodo equivalente il controllo con il metodo Tracer Tight Test (TTT) e Georadar ed ha già proceduto alla ispezione interna con apertura ed ispezione visiva e strumentale di tutti i serbatoi in esercizio della Raffineria e sulla base di quanto prescritto dalle Norme API 653 ha definito per ogni serbatoio della Raffineria, in base alla tipologia di prodotto contenuto, in base alla aggressività del prodotto contenuto ed in base alle condizioni di finitura del fondo, la frequenza massima di riapertura di ogni serbatoio per procedere all'ispezione interna ed alla verifica strumentale delle condizioni di integrità dello stesso. La procedura prevede, inoltre, l'effettuazione di un primo TTT a metà del periodo di ispezione e di un secondo TTT a metà del periodo residuale tra il primo TTT e la data di ispezione interna.

Il monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio non deve essere datato oltre la durata temporale dell'ulteriore esercizio possibile risultante dal monitoraggio stesso e comunque non oltre i 5 anni.

Il Gestore dovrà inoltre dovrà attuare e mantenere aggiornato il Programma di ispezione preventiva, definito con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, che consente di valutare e prevedere specifici interventi da realizzare sul Sistema Pipe-Way di stabilimento basato sul sistema RBI (Risk Based Inspection) già adottato dalla Raffineria o su sistema similare concordato con l'Autorità di Controllo.

Il Gestore dovrà mantenere i bacini di contenimento dei serbatoi puliti ed in ordine, facilmente accessibili ed ispezionabili ed analogamente dovrà assicurare stessa procedura per tutte le pipe-way di Raffineria ed attuare il Programma di ispezioni, concordato con l'Autorità di Controllo in sede di rilascio dell'AIA, che prevede ispezioni visive giornaliere ed un programma di ispezione di dettaglio con frequenza trimestrale e reporting giornaliero disponibile all'Autorità di Controllo, inviato ad essa almeno trimestralmente.

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure eventualmente effettuate antecedentemente il rilascio dell'AIA secondo le regole di validità temporale indicate ai 2 punti precedenti.

Il programma e il protocollo di ispezione dovranno essere aggiornati a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali e gli aggiornamenti dovranno essere trasmessi all'Autorità Competente e all'Autorità di Controllo.

I risultati del programma dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

Il Gestore dovrà mantenere aggiornato il rapporto sullo stato di tenuta di tutte le pipeline di Raffineria ed è tenuto a tenere a disposizione dell'Autorità di Controllo un apposito registro con i dati sul monitoraggio della qualità dei suoli all'interno del perimetro del sito di raffineria.

9. MONITORAGGIO DELLA FOGNATURA OLEOSA

Il Gestore dovrà attuare e mantenere aggiornato il Piano di ispezione della rete fognaria predisposto in sede di rilascio dell'AIA, elaborato in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria.

La verifica della tenuta dei collettori e degli allacciamenti fognari deve essere realizzata in accordo alla norma UNI EN 1610 o equivalente⁸.

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.

⁸ Il Gestore dichiara di utilizzare come metodo equivalente l'ispezione visiva, quale misura conservativa di controllo e monitoraggio.

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 6 mesi, anche al fine di dimostrare all'Autorità di controllo la realizzazione del piano di ispezione.

Il Gestore deve sottoporre a costante ispezione il sistema fognario di collettamento acque idrocarburiche ed in caso di malfunzionamenti il personale deve iniziare la riparazione entro le successive ventiquattro ore, annotando sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale. Le modalità dovranno avvenire in accordo con il Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato ISO 14001 adottato dalla Raffineria o, qualora non già compresa nelle modalità gestionali già attuate dal Gestore anche in modalità equivalente.

Nel caso di eventi eccezionali con spargimento di sostanze oleose e/o tossiche per l'ambiente acquatico, il Gestore deve assicurare l'immediata attivazione delle procedure implementate secondo la normativa vigente (D.M. 471/99 e D.Lgs.152/06 e s.m.i.) ed attualmente operanti, per il contenimento degli sversamenti. Deve essere cioè attuato, per quanto tecnicamente possibile, il contenimento degli spanti in aree dotate di impermeabilizzazione cercando di non fare arrivare le sostanze ai corpi idrici superficiali e/o sotterranei. Nel caso si verifichi uno spargimento consistente di materiale tossico (etichettato con frasi di rischio H340, H 341, H350, H350i, H351, H400, H410, H411, H412 e H413) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di Controllo.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

10. ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC implementato.

Il Gestore dovrà garantire che tutte le attività di campo e di laboratorio siano svolte da personale specializzato nonché che il laboratorio incaricato utilizzi per le specifiche attività procedure, piani operativi e metodiche di campionamento e analisi documentate e codificate conformemente all'assicurazione di qualità e basate su metodiche riconosciute a livello nazionale o internazionale.

Per le finalità sopra enunciate le attività di laboratorio, siano esse interne o affidate a terzi, devono essere eseguite preferibilmente in strutture accreditate per i parametri di interesse.

Il Gestore che decide di ricorrere a laboratori esterni ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o preferibilmente accreditati secondo la norma UNI CEI ENISO/IEC 17025.

Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della qualità ISO 9001.

Nel periodo transitorio il Gestore dovrà affidarsi a strutture esterne che rispondano ai requisiti di qualità anzidetti o garantire che il laboratorio interno operi secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

1. campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
2. documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionale (UNI, metodi proposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
3. determinazione dei limiti di rilevabilità e di quantificazione, calcolo dell'incertezza;
4. piani di formazione del personale;
5. procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

Infine, il Gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SME) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri d'interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2015 – *Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici*, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

10.1. Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera (SME)

Il controllo della qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo deve prevedere una serie di procedure (QAL 2, QAL 3, AST), conformi alla Norma UNI EN 14181:2015, che assicurino:

- la corretta installazione della strumentazione, la verifica dell'accuratezza delle misure tramite il confronto con un metodo di riferimento (taratura, vedi tabella seguente), una prova di variabilità da eseguire tramite i metodi di riferimento suddetti (i requisiti degli intervalli di confidenza sono fissati dall'Autorità sulla base dei limiti di emissione e sono riportati nel PIC);
- la verifica della consistenza tra le derive di zero e di *span* determinate durante la procedura QAL 1 (Norma UNI EN 14956:2004) e le derive di zero e di *span* verificate durante il normale funzionamento dello SME;
- la verifica delle prestazioni e del funzionamento dello SME e la valutazione della variabilità e della validità della taratura mediante la conduzione del test di sorveglianza annuale.

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Parametro	Metodo	Descrizione
NO _x	UNI EN 14792:2006	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
SO ₂	UNI EN 14791:2006	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento del gas)
CO	UNI EN15058:2006	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (nella norma vengono definiti anche i criteri per il campionamento ed il sistema di condizionamento del gas)
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas
NH ₃	M.U. 632 del Manuale UNICHIM 122	Determinazione colorimetrica previo utilizzo del reattivo di Nessler

I Rapporti di Prova sulle verifiche degli SME devono essere trasmessi con il rapporto riassuntivo annuale.

La validazione delle misure deve essere realizzata almeno ad ogni rinnovo dell'AIA da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 per i metodi di riferimento citati nella tabella precedente.

Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025 sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo.

La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore.

Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

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

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

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

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

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

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

Per quanto riguarda i dati acquisiti dagli SME, devono essere registrati e conservati i seguenti dati:

- 1) i valori elementari espressi nelle unità di misura pertinenti alla grandezza misurata,
- 2) i segnali di stato delle apparecchiature principali e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati,
- 3) le medie orarie e semiorarie (ove pertinenti) dopo la validazione dei valori elementari e dei valori medi orari (o semiorari) calcolati.

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

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel Manuale di Gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle Emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Autorità di Controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o 3 repliche, se utilizzato un metodo manuale, per tutti i parametri soggetti a monitoraggio, in sostituzione delle misure continue.

Per i soli parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua. dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 ore in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di campionamento automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

10.2. Determinazione e monitoraggio della bolla di Raffineria

10.2.1. Determinazione delle emissioni di bolla

Il calcolo della bolla prevista dalle BAT 57 e 58 deve essere effettuato considerando i seguenti parametri:

- concentrazioni medie normalizzate, espresse in mg/Nm^3 , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure;
- portate volumetriche media normalizzate, espresse in Nm^3/h , riferite a gas secchi, temperatura di 273,15 K, pressione di 101,3 kPa e condizioni di ossigeno di riferimento, come esplicitato nella seguente tabella. Esse sono calcolate in caso di misura continua, sulla base delle misure istantanee valide (o dati elementari validi) acquisite dalla strumentazione in linea o, nel caso di utilizzo di procedure di calcolo o stima, sulla base delle medesime procedure.

Attività	Unità	Condizioni di riferimento per l'ossigeno
Unità di combustione che utilizza combustibili liquidi o gassosi ad eccezione delle turbine e dei motori a gas	mg/Nm ³	3%
Unità di combustione che utilizza combustibili solidi		6%
Turbine a gas (comprese le turbine a gas a ciclo combinato – CCGT) e motori		15%
Processo di cracking catalitico (rigeneratore)		3%
Unità di recupero zolfo di gas di scarico (per SO ₂)		3%

Per *misura istantanea* o *dato elementare* si intende una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione installata al camino, in un breve periodo temporale generalmente non superiore al minuto.

Nel caso in cui le caratteristiche della strumentazione installata non consentano una frequenza di acquisizione pari o superiore a una lettura al minuto, il dato elementare è inteso come una misura costituita da singole letture o da una media delle letture acquisite dalla strumentazione nel più breve periodo temporale compatibile con la strumentazione, comunque corrispondente ad una frazione dell'ora.

Sulla base dei dati elementari validi è calcolata la misura media oraria.

I valori medi orari sono validati dal sistema di validazione delle strumentazione in linea, sulla base dei criteri di disponibilità dei dati previsti per legge e della pertinente normativa tecnica disponibile. I valori medi orari validi, se riferiti alle ore di normale funzionamento degli impianti (ovvero per i grandi impianti di combustione alle *ore operative*⁹), sono utilizzati nelle elaborazioni successive per il calcolo dei valori medi giornalieri e mensili, ai fini della verifica di conformità ai valori limite.

Il software di calcolo della bolla di Raffineria dovrà essere adeguato al fine di tenere conto del contributo delle singole unità afferenti allo stesso camino, per le quali devono essere applicati i valori limite di emissione puntuali e devono essere valutate le singole portate emesse.

La metodologia adottata dovrà essere approvata dalla Autorità di Controllo.

10.2.2. Determinazione delle portate a camino

Le portate degli effluenti gassosi delle unità che partecipano al calcolo della bolla devono essere monitorate in continuo mediante misurazione diretta o metodo indiretto per il quale sia dimostrato un livello equivalente di accuratezza. La determinazione del valore delle portate al camino può essere effettuata attraverso le seguenti modalità:

1. misura continua – per i punti di emissione a cui confluiscono le emissioni afferenti a forni e caldaie con potenza termica complessiva maggiore di 100 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni), nonché per il punto di emissione dell'impianto FCC,
2. calcolo – per i punti di emissione a cui confluiscono le emissioni afferenti a forni e caldaie con potenza termica complessiva maggiore di 50 MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni) che comportano l'impiego simultaneo di due o più combustibili,
3. fattore di emissione – per i punti di emissione non rientranti nei casi 1 e 2; la validazione del metodo di calcolo è effettuata sulla base dei risultati di analisi in discontinuo,
4. stime – per emissioni motivatamente ritenute poco significative. Tale metodologia può essere adottata come alternativa nei casi di indisponibilità delle misure in continuo e malfunzionamenti dei sistemi di misura.

Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle portate di cui ai punti 1, 2 e 3, di interesse per gli impianti oggetto del presente documento.

1. Misura continua delle portate a camino

La procedura per la determinazione della portata misurata in continuo è di seguito sintetizzata:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile;
- determinazione della portata media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali;

⁹ "ore operative": il tempo, espresso in ore, durante il quale un grande impianto di combustione è, in tutto o in parte, in esercizio e produce emissioni in atmosfera, esclusi i periodi di avviamento e di arresto (cfr. dall'art. 268, lettera aa-bis, del D.Lgs. 152/06).

- determinazione della portata media oraria tal quale (in m³/h) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica disponibile. Essa è riferita alle condizioni effettive di temperatura, pressione, umidità e tenore di ossigeno esistenti nel punto di misura;
- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno e umidità della portata media oraria valida in base alla seguente formula:

$$Q_{T,P,sec,O_{2rif}} = Q_{tal\ quale} \cdot \frac{1}{C_T} \cdot \frac{1}{C_P} \cdot \frac{1}{C_U} \cdot \frac{1}{C_{O_2}}$$

dove:

$Q_{T,P,sec,O_{2rif}}$ Portata media oraria normalizzata al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla

$Q_{tal\ quale}$ Portata media oraria tal quale valida al punto di emissione i

C_T Coefficiente di correzione in temperatura, dato da $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è la temperatura media oraria in °C dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento

C_P Coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_P = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento

C_U Coefficiente di correzione per la conversione di gas umidi a gas secchi dato da $C_U = 100/(100 - U)$, dove U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m³ di acqua / m³ di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento (% vol)

C_{O_2} Coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$

dove O_{rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata al precedente § 9.2.1 e O_{mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

2. Calcolo delle portate a camino

La determinazione delle portate dei fumi afferenti ai punti di emissione non dotati di SME deve essere effettuato con un algoritmo affidabile e già collaudato per la specifica emissione, basato sulla composizione del combustibile, sulla quantità di combustibile misurata e sulla concentrazione dell'ossigeno nei fumi, anch'essa misurata. La metodologia di calcolo varia in funzione delle specifiche unità che partecipano al calcolo della bolla, come di seguito descritto.

Unità di combustione (multicombustibile e singolo combustibile)

La formula utilizzata per il calcolo dei fumi secchi al 3% di ossigeno derivanti dalle unità di combustione alimentate con fuel oil è la seguente:

$$\text{Nm}^3/\text{h FUMI (FO)} = \text{kg/h (FO)} \times 18,9 \times 0,946 \times 0,8889 / 1,35$$

dove:

FUMI (FO) fumi generati dalla combustione di fuel oil

kg/h (FO) quantità di fuel oil combusto

18,9 fattore di trasformazione dei kg di FO in kg di fumi riferito al 30% di eccesso di aria e alla densità del FO

0,946 fattore stechiometrico che consente di detrarre il contenuto di acqua di combustione

0,8889 fattore di normalizzazione per portare i fumi al riferimento del 3% di ossigeno

1,35 densità dei fumi secchi al 3% di ossigeno derivanti da combustione del FO (da API Book)

La formula utilizzata per il calcolo dei fumi secchi al 3% di ossigeno derivanti dalle unità di combustione alimentate con fuel gas è la seguente:

$$\text{Nm}^3/\text{h FUMI (FG)} = \text{kg/h (FG)} \times 22,96 \times 0,9067 \times 0,8889 / 1,33$$

dove:

FUMI (FG) fumi generati dalla combustione di fuel gas

kg/h (FG) quantità di fuel gas combusto

22,96 fattore di trasformazione dei kg di FG in kg di fumi riferito al 30% di eccesso di aria e al potere calorifico del FG

0,9067 fattore stechiometrico che consente di detrarre il contenuto di acqua di combustione

0,8889 fattore di normalizzazione per portare i fumi al riferimento del 3% di ossigeno

1,33 densità dei fumi secchi al 3% di ossigeno derivanti da combustione del FG (da API Book)

Il Gestore ha dimostrato che le formule proposte sono allineate a quella riportata al § 4.2 del DM 16/12/2015, n. 274, e forniscono risultati comparabili.

La procedura per il calcolo della portata deve contenere la definizione dell'incertezza complessiva del calcolo. L'incertezza dell'algoritmo di calcolo è verificata attraverso il confronto con misurazioni parallele effettuate con sistemi di riferimento in analogia a quanto stabilito per gli strumenti di misura in continuo. Il test di verifica è effettuato mediante il confronto tra i valori calcolati e i valori derivati da misurazioni parallele con un sistema di riferimento (SRM), normato, installato temporaneamente per la prova. Per la verifica di affidabilità dell'algoritmo di calcolo è quindi mutuata la condizione di verifica richiesta per la strumentazione di misura in continuo di cui al precedente punto 1, attraverso l'applicazione della vigente norma EN ISO 16911-2. Ogni

eventuale aggiornamento delle normativa tecnica vigente citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici descritti nel presente documento ad essa riferiti.

A partire dall'incertezza dei singoli dati di input, l'incertezza associata alla portata dei fumi è determinata attraverso la legge di propagazione delle incertezze, in accordo con le pertinenti norme tecniche nazionali e internazionali vigenti (es. UNI CEI ENV 13005 e UNI 14956 e UNI EN ISO 16911), secondo le relazioni generali per la determinazione dell'incertezza:

$$U_c = k \cdot u_c \quad \text{con} \quad u_c = \sqrt{\sum_p u_p^2}$$

dove:

U_c è l'incertezza espansa, calcolata a partire dall'incertezza composta u_c moltiplicata per un fattore di copertura k generalmente pari a 2; u_c è l'incertezza composta di tutte le incertezze parziali u_p .

Le sopra richiamate formule sono applicate anche nel caso di determinazione della portata dei fumi di combustione determinata stechiometricamente; in questo caso per la determinazione dell'incertezza associata, valutata quantitativamente con la legge di propagazione dell'incertezza, l'incertezza composta si calcola a partire dai valori delle incertezze associate alle concentrazioni degli elementi costituenti il combustibile.

Per valutare l'incertezza associata alle portate del combustibile alimentato ad ogni utenza sono, poiché esse sono, di norma, misurate in continuo con strumenti conformi alle specifiche norme tecniche di settore, si fa riferimento a:

- quanto previsto dalla norma fiscale, nel caso in cui il misuratore sia soggetto a controllo nell'ambito di specifiche norme fiscali riguardanti i consumi di combustibile,
- i valori riscontrati nell'esperienza pratica (*Maximum Permissible Error in Service*, MPES), qualora gli strumenti siano adeguati al servizio e montati in accordo alle vigenti norme di riferimento UNI EN ISO 5167 e UNI EN ISO 5168, e in accordo con le linee guida istituite ai sensi della direttiva 2003/87/CE,
- il valore dell'incertezza di taratura moltiplicato per un fattore correttivo conservativo che tiene conto dei valori più alti di incertezza quando lo strumento è in service, qualora non fossero disponibili informazioni sufficienti per determinare il MPES. Il fattore di correzione conservativo può essere assunto al massimo pari a 2. I valori così determinati sono applicati senza alcun ulteriore onere di calcolo per l'operatore.

Nel caso di determinazione stechiometrica della portata dei fumi di combustione, l'incertezza da associare alla composizione del combustibile deriva principalmente da due contributi: l'incertezza sulle analisi chimiche effettuate per la determinazione delle concentrazioni e l'incertezza sulla rappresentatività del punto di misura dove è prelevato il campione.

L'incertezza sulle analisi chimiche può essere determinata applicando i criteri previsti dalle linee guida istituite ai sensi della Direttiva 2003/87/CE. L'incertezza sulla rappresentatività è legata alle caratteristiche dei punti di misura o di prelievo campioni. Tali punti devono essere scelti in modo tale che le caratteristiche del combustibile prelevato ed analizzato coincidano costantemente con le caratteristiche dei combustibili alimentati ai vari impianti di combustione. Nel caso di combustibile gassoso (fuel gas) è possibile, in molti casi, individuare un unico punto rappresentativo per ogni rete di distribuzione in cui può essere installato uno strumento di misura in continuo (se la composizione del fuel gas è variabile nel tempo), ovvero prelevare un campione da analizzare in laboratorio (se la composizione è costante). Anche nel caso di combustibile liquido (fuel oil) è possibile individuare

un punto rappresentativo nella rete di distribuzione che può essere identificato, in via generale, nella linea di mandata della pompa di combustibile che aspira dal serbatoio del lotto di distribuzione, da cui può essere prelevato il campione. La rappresentatività di tale campione di fuel oil dipende, peraltro, dalle modalità di formazione del lotto di alimentazione e dal grado di omogeneizzazione assicurato al combustibile, all'interno del serbatoio, da opportuni agitatori.

Ai fini del calcolo, si ritiene che possa essere attribuita un'incertezza nulla sulla rappresentatività dei punti di misura quando sono rispettate le condizioni sopra descritte per il fuel oil e il fuel gas. Nel caso in cui tali ipotesi non siano verificate, è necessario valutare che le variazioni massime dei valori analitici delle concentrazioni tra il punto di misura e i punti di alimentazione alle singole utenze (riscontrate analiticamente con analisi periodiche) siano inferiori a 1/3 dell'incertezza massima associata allo strumento utilizzato per misura delle concentrazioni.

Ogni eventuale aggiornamento delle normativa tecnica vigente sopra citata aggiorna automaticamente i contenuti tecnici descritti nel presente documento ad essa riferiti.

3. Stima delle portate a camino mediante fattori di emissione

Nei casi in cui i combustibili utilizzati abbiano una composizione pressoché costante, per il calcolo della portata dei fumi può essere applicato un valore indicativo del volume di fumi emesso per unità di combustibile (volume unitario di fumi o fattore di emissione), moltiplicando tale valore per la portata oraria di combustibile alimentata all'unità di combustione.

UNITÀ DI RIGENERAZIONE DELL'ACIDO SOLFORICO

In caso di indisponibilità dello SME, il calcolo delle portate dei fumi viene effettuato utilizzando la seguente formula:

- composizione a camino per SO₂, SO₃, O₂, N₂, CO₂, Totale (ppm-peso)

$$\text{ppm}_i = 10^6 \times m_i / m_{\text{tot}}$$

dove i rappresenta l'inquinante i -esimo,

- composizione a camino per SO₂, SO₃, O₂, N₂, CO₂, Totale (Nm³/h)

$$V_i = m_i \times v_i$$

dove i rappresenta l'inquinante i -esimo e v_i il volume massico dell'inquinante i -esimo,

- composizione a camino per SO₂, SO₃, O₂, N₂, CO₂, Totale (ppm-vol)

$$\text{ppm}_i = 10^6 \times V_i / V_{\text{tot}}$$

- composizione a camino per SO₂ (valori corretti al 3% di ossigeno) (mg/Nm³)

UNITÀ FCC

Le modalità di calcolo della portata dei fumi afferenti all'unità in esame è riportata al successivo § 10.1.3, sezione "3 e 4 Monitoraggio indiretto della SO₂ tramite calcoli stechiometrici e degli altri inquinanti tramite algoritmi di stima e fattori di emissione" – "Unità FCC".

UNITÀ SRU CR-41

Per la determinazione della portata dei fumi secchi al 3% di O₂ derivanti dal post-combustore finale, alle condizioni di design del complesso, la formula utilizzata è la seguente:

$$\text{Nm}^3/\text{h FUMI} = 2,62 \times \text{Nm}^3/\text{h CARICA al CR41}$$

UNITÀ SRU 1200 E MAXISULF

Per la determinazione della portata dei fumi secchi al 3% di O₂ derivanti dai combustori del forno F103, alle condizioni di design del complesso, la formula utilizzata è la seguente:

$$\text{Nm}^3/\text{h FUMI} = 0,77 \times \text{Nm}^3/\text{h TAIL GAS in carica al Maxisulf}$$

Anche nel caso di calcolo delle portate mediante fattori di emissione deve essere possibile determinare l'incertezza da associare al valore della portata, analogamente a quanto illustrato per il caso delle misure in continuo.

Nel caso in cui i fumi provengano dalla combustione di un solo combustibile, in mancanza di valori analitici o sperimentali, il volume unitario dei fumi e la relativa incertezza associata possono essere derivati da una stima effettuata secondo un giudizio scientifico di tutte le informazioni disponibili (misurazioni precedenti, esperienza e conoscenza dei processi emissivi e delle tecniche costruttive, valutazione dei valori di incertezza derivati da manuali e da letteratura tecnica). In questo caso può essere assunto un valore di incertezza massima maggiore rispetto a quello ottenibile con misure in continuo o calcoli come indicato ai punti precedenti, purché tale valore sia confermato periodicamente con valutazioni ingegneristiche e analisi periodiche sulle grandezze operative alla base del fattore di emissione stimato e che sia confermata la sua scarsa influenza sull'incertezza globale di bolla.

10.2.3. Determinazione delle concentrazioni a camino

Il monitoraggio degli inquinanti emessi al camino deve essere effettuato nel rispetto delle indicazioni di cui alla Decisione 2014/738/UE del 9 Ottobre 2014 – *Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e di gas*, BAT n. 4. In particolare, la determinazione delle concentrazioni degli inquinanti è effettuata con i seguenti metodi, secondo l'ordine preferenziale di seguito riportato:

1. monitoraggio in continuo diretto tramite misure con analizzatori (CEMS),
2. monitoraggio in continuo indiretto tramite calcoli con sistemi predittivi ¹⁰(PEMS),
3. monitoraggio indiretto della SO₂ tramite calcoli stechiometrici avvalorati da misure periodiche,
4. monitoraggio indiretto tramite algoritmi di stima e fattori di emissione avvalorati da misure periodiche,
5. monitoraggio tramite misure periodiche.

Vengono di seguito descritte le modalità di determinazione delle portate di cui ai punti 1, 3 e 4, di interesse per gli impianti oggetto del presente documento.

1. Monitoraggio in continuo diretto delle concentrazioni

¹⁰ Riferimento D.M. MATTM 0274 del 16/12/2015

I sistemi di monitoraggio in continuo sono costituiti da analizzatori automatici AMS, installati in situ oppure di tipo estrattivo, che rilevano automaticamente la concentrazione di ogni singolo inquinante sottoposto a controllo, su campioni dell'emissione prelevati con frequenza predefinita.

La procedura per la determinazione della concentrazione misurata in continuo è sintetizzata nei seguenti punti:

- determinazione dei dati elementari validi tal quali a partire dalle misure strumentali acquisite dalla strumentazione in linea, in base alle procedure di validazione della strumentazione stessa, in accordo con i criteri di validità indicati dalla pertinente normativa tecnica,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi tal quali,
- determinazione della concentrazione media oraria tal quale (mg/m^3) valida, in base alle procedure di validazione della strumentazione in linea, in accordo con i criteri di validità previsti per legge e indicati dalla pertinente normativa tecnica attualmente disponibile. Tale concentrazione è generalmente riferita a fumi umidi e alle condizioni effettive di T, P, %O₂ esistenti nel punto di misura,
- se la misura è effettuata su effluenti umidi deve essere riportata ad un valore riferito ad effluenti gassosi secchi attraverso il fattore di conversione $C_U = 100/(100-U)$:

$$c_s = c_u \times C_U = c_u \times 100 / (100 - U)$$

dove:

c_s è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi secchi e alle condizioni reali nei fumi si di pressione, temperature e tenore di ossigeno,

c_u è la concentrazione dell'inquinante riferita a fumi umidi e alle condizioni reali nei fumi di pressione, temperatura e tenore di ossigeno.

U è il contenuto di vapor d'acqua negli effluenti gassosi espresso come rapporto in volume percentuale (m^3 di acqua / m^3 di gas umido x 100), calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento.

- normalizzazione e conversione alle condizioni di riferimento di ossigeno della concentrazione media oraria valida in base alla seguente formula:

$$C_{s,T,P,O_2\text{rif}} = c_s \times C_T \times C_P \times C_{O_2}$$

dove:

$C_{s,T,P,O_2\text{rif}}$ è la concentrazione media oraria secca, normalizzata e riferita all'ossigeno di riferimento al punto di emissione i da inserire nella formula per il calcolo della concentrazione di bolla,

C_T è il coefficiente di correzione in temperatura, dato da: $C_T = (T + 273,15)/273,15$, dove T è espresso in °C è la temperatura media oraria dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,

C_P è il coefficiente di correzione in pressione, dato da $C_P = 1013/P$, dove P è la pressione media oraria in kPa dell'effluente gassoso nel punto di misura, calcolata come media

aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento,

C_{O_2} è il coefficiente di correzione dell'ossigeno per la conversione di gas riferiti al contenuto di ossigeno tal quale a gas riferiti ad un ossigeno di riferimento. Esso è dato da:

$$C_{O_2} = \frac{21 - O_{2rif}}{21 - O_{2mis}}$$

dove O_{rif} è il livello dell'ossigeno di riferimento individuato in base alla tabella riportata al precedente § 9.2.1 e O_{mis} è il livello di ossigeno misurato negli effluenti gassosi, calcolato come media aritmetica dei valori elementari validi, misurati dalla strumentazione di misura in continuo installata, nell'ora di riferimento, in percentuale volumetrica.

Per quanto riguarda la validazione dei dati e la verifica di adeguatezza della strumentazione installata, si rimanda al successivo § 9.2.

3. e 4. Monitoraggio indiretto della SO₂ tramite calcoli stechiometrici e degli altri inquinanti tramite algoritmi di stima e fattori di emissione

Con le unità ad oggi in esercizio, gli impianti in esame sono dotati di un sistema di monitoraggio in continuo diretto che copre il 100% delle emissioni. I calcoli descritti nel presente paragrafo, pertanto, sono utilizzati solo in caso di indisponibilità delle misure dirette.

UNITÀ DI COMBUSTIONE MULTICOMBUSTIBILI

Per la determinazione della concentrazione di SO₂ viene applicato il seguente calcolo:

$$C_{SO_2} = ((2 \times \text{Ton}_{FO} \times \%S_{FO}) + (\text{Ton}_{FG} \times 0,000627)) / Q_{fumi}$$

dove:

C_{SO_2} concentrazione media oraria di SO₂

Ton_{FO} tonnellate orarie di olio combustibile bruciate nell'unità di combustione

Ton_{FG} tonnellate orarie di fuel gas bruciate nell'unità di combustione

$\%S_{FO}$ percentuale di zolfo nell'olio combustibile

Q_{fumi} portata oraria dei fumi prodotti dall'unità di combustione

2 rapporto tra i pesi molecolari dell'SO₂ e dello zolfo (64/32)

0,000627 fattore che consente di calcolare i kg di SO₂ prodotti da ogni kg di FG; tale fattore deriva dal considerare il rapporto C/H pari a 3,2 (come da Design Specification DS)), il peso molecolare pari a 20,4 determinato sulla base di un valore tipico (più ricorrente) di densità pari a 0,91 ed il valore di H₂S nel fuel gas, pari al massimo valore previsto dalle DS, ovvero 200 ppm. In tal modo, essendo 34 e 64 i pesi molecolari di H₂S ed SO₂ e considerando 100 moli di FG, ossia 2040 g, si ha: H₂S = 0,02 x 34 = 0,68 g. Da ciò si ricava che l'SO₂ che si forma dall'H₂S è SO₂ = 0,68 x 64/34 = 1,28 g. Questa quantità riferita al FG risulta 1,28/2040 = 0,000627 g_{SO₂}/g_{FG}.

Per la determinazione della concentrazione di NO_x viene applicato il seguente calcolo:

$$C_{NO_x} = ((Ton_{FO} \times F.E._{FO}) + (Ton_{FG} \times F.E._{FG})) / Q_{fumi}$$

dove:

C_{NO_x} concentrazione media oraria di NO_x

Ton_{FO} tonnellate orarie di olio combustibile bruciate nell'unità di combustione

Ton_{FG} tonnellate orarie di fuel gas bruciate nell'unità di combustione

Q_{fumi} portata oraria dei fumi prodotti dall'unità di combustione

F.E._{FO} fattore di emissione del fuel oil

F.E._{FG} fattore di emissione del fuel gas

I fattori di emissione utilizzati nei calcoli sono riportati nella seguente tabella:

	Fattore di emissione			
	FO	FG	CH ₄	
100F101	0,00413	0,00139		(kgNO _x /kgComb)
600F101	0,005667	0,001737		(kgNO _x /kgComb)
Unità B101A B101B (CR30)	0,00560	0,00448		(kgNO _x /m ³ Comb)
200 F101		0,00453		(kgNO _x /kgComb)
200 F102		0,00195		(kgNO _x /kgComb)
200A F301		0,0021		(kgNO _x /kgComb)
300 F101		0,00195		(kgNO _x /kgComb)
400 F101		0,001191		(kgNO _x /kgComb)
500 F101/2/3/4		0,00195		(kgNO _x /kgComb)
500F106		0,00485		(kgNO _x /kgComb)
500F301/2		0,00404		(kgNO _x /kgComb)
1000F101		0,00326		(kgNO _x /kgComb)
1000F102		0,00391		(kgNO _x /kgComb)
1600AF201		0,00278		(kgNO _x /kgComb)
1600AF501		0,00278		(kgNO _x /kgComb)
1600AF502		0,000987		(kgNO _x /kgComb)
700F101		0,00195		(kgNO _x /kgComb)
700AF201		0,00139		(kgNO _x /kgComb)
800F101		0,00373		(kgNO _x /kgComb)
1200F101/2/3		0,002365		(kgNO _x /kgComb)
1600F101		0,00278		(kgNO _x /kgComb)
1600F301		0,002087		(kgNO _x /kgComb)
2000CTE1/2/3	0,00448	0,00403		(kgNO _x /kgComb)
1800F101		0,00139		(kgNO _x /kgComb)
2000A			0,00143412	(kgNO _x /kgComb)

Per gli impianti non citati nella precedente tabella valgono invece i fattori di emissione di seguito specificati, moltiplicati per le portate orarie di fuel gas:

Tipologia forno/caldaia	fattore di emissione	u.m.
Forni e caldaie, wall fired > 30 MW	4480	kg/10 ⁶ m ³
Forni e caldaie, LBN < 30 MW	800	kg/10 ⁶ m ³
Forni e caldaie, tangentially fired, (all size)	2720	kg/10 ⁶ m ³
Forno con bruciatori Low NOx	4829	kg/10 ⁶ m ³

La portata del fuel gas e dell'olio combustibile viene misurata mediante flange tarate o delta livelli dei serbatoi di carica, mentre la percentuale di zolfo contenuta nell'olio combustibile viene determinata mediante analisi di laboratorio, da effettuare con periodicità mensile come indicato al precedente § 1.3.

UNITÀ DI RIGENERAZIONE ACIDO SOLFORICO

Per quanto concerne il parametro NO_x, sulla base dei dati disponibili storici da SME, viene attribuito un valore di concentrazione pari a 50 mg/Nm³.

Per la determinazione della concentrazione di SO₂ viene utilizzato il metodo di calcolo di seguito descritto.

Dati di input utilizzati:

$m_{H_2SO_4}$ = acido solforico spento H₂SO₄ (kg/h) in alimentazione al forno

m_S = consumo di zolfo liquido in kg/h

m_{H_2S} = idrogeno solforato in alimentazione al forno in kg/h

m_{idroc} = portata di idrocarburi provenienti dal processo di alchilazione in kg/h, pari al 5% di $m_{H_2SO_4}$

V_{aria} = aria di combustione introdotta al forno in Nm³/h

CR37	
conversione I reattore	0,93
conversione II reattore	0,97

Calcolo uscita dal forno:

$$\dot{V} = \left(\frac{90\% \cdot m_{H_2SO_4}}{PM_{H_2SO_4}} + \frac{m_S}{PM_S} + \frac{m_{H_2S}}{PM_{H_2S}} \right) \cdot 22,414 \quad [Nm^3_{SO_2}/h]$$
$$m_{SO_2(f)} = \frac{\dot{V}}{v_{SO_2}} \quad [kg_{SO_2}/h]$$

dove sono rappresentate le portate massiche e i pesi molecolari di acido solforico (90%), zolfo e idrogeno solforato

Calcolo uscita dal 1° reattore, con un rendimento di conversione pari al 93% (considerando che solo il 93% della SO₂ prodotta si converte in SO₃ secondo la reazione $SO_2 + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow SO_3$, di conseguenza la percentuale di SO₂ rimasta sarà il complemento a 1 del rendimento di conversione):

$$m_{SO_2(I)} = m_{SO_2(f)} \times (1 - \eta_I)$$

Calcolo uscita dal 1° assorbitore:

All'uscita dal 1° assorbitore la portata di SO₂ non ha subito variazioni in quanto solo la SO₃ prodotta nel 1° reattore è stata assorbita dall'acido solforico.

Calcolo uscita dal 2° reattore, con un rendimento di conversione pari al 97% (in questo step solo il 97% della SO₂ si è convertito in SO₃, pertanto il complemento a 1 di η_{II} rappresenta la percentuale di SO₂ che si trova in uscita dal secondo reattore):

$$m_{SO_2(II)} = m_{SO_2(I)} \times (1 - \eta_{II})$$

Calcolo uscita dal 2° assorbitore:

All'uscita dal 2° assorbitore la portata di SO₂ non ha subito variazioni in quanto solo la SO₃ prodotta nel 2° reattore è stata assorbita dall'acido solforico.

UNITÀ FCC

Le emissioni del CR27 (cracking catalitico) sono costituite da:

1. emissione dovuta alla combustione nel CO boiler,
2. emissione dovuta alla carica crackizzara.

Per il calcolo della concentrazione di SO₂ derivante dalla combustione dei combustibili ausiliario nel CO boiler si utilizza la seguente formula (ottenta in maniera analoga a quanto illustrato per le unità di combustione):

$$\dot{V}_1 = C_{f(oc)} \cdot \dot{m}_{oc} + C_{f(gas)} \cdot \dot{m}_{gas}$$

$$e_1 = e_{oc} + e_{gas}$$

Per il calcolo della concentrazione di SO₂ derivante dalla carica crackerizzata, invece, si utilizza il metodo di seguito descritto.

Dati di input utilizzati:

feed = tonnellate di carico in t/h

m_{aria} = aria rigeneratore in Nm³/h

%S_{feed} = percentuale di zolfo in feed

CR27	
Densità Feed (t/m ³)	0,9
%S su Coke (CR27)	0,5

Si considera che la percentuale di zolfo che si forma sul coke rispetto a quello della carica sia dello 0,5%, mentre la restante parte di zolfo si distribuisce sui prodotti di cracking.

$$zolfo = \frac{\%S_{feed} \cdot feed}{100} \quad [t/h]$$

$$S_{coke} = \frac{zolfo \cdot 0,5}{100} \quad [t/h]$$

$$fumi_{rigen} = m_{aria} \quad [Nm^3/h]$$

$$\dot{V}_{feed} = \frac{feed}{\rho_{feed}} \quad [Nm^3/h]$$

dove ρ_{feed} è la densità di feed espressa in t/m³.

Sommando le due portate di aria considerate per la carica crackizzata e per il brucio dei combustibili si ha:

$$V_{fumi} = V_I + fumi_{rigen}$$

La stima di emissione dovuta al feed, calcolata come di seguito mostrato, viene quindi sommata alla stima dell'emissione dovuta alla combustione nel CO boiler al fine di avere l'emissione complessiva dell'unità:

$$e_{feed} = f_{feed} \cdot V_{feed} \quad [t/h]$$

$$e = e_1 + e_{feed} \quad [t/h]$$

Per quanto concerne il calcolo della concentrazione di NO_x, il contributo delle emissioni dovute alla combustione nel CO boiler viene calcolato mediante i seguenti fattori di emissione:

Tipologia forno/caldaia	Tipologia combustibile	fattore di emissione	u.m.
Forni e caldaie < 30 MW	Olio comb.	2,4	kg/m ³
Forni e caldaie, LBN < 30 MW	Fuel gas	800	kg/10 ⁶ m ³

Il contributo delle emissioni originate dalla carica crackizzata viene calcolato mediante un fattore di emissione pari a 0,204, moltiplicato per i m³ di carica alimentata all'impianto.

UNITÀ SRU – CR41

Per la determinazione teorica della emissione di SO₂ dal combustore finale del complesso CR41 (Unità Claus sito Nord + TGT) si considera come base di calcolo il bilancio di calore e di materia sviluppato per il così detto “Normal Case” che, insieme al bilancio del “Designed Case”, rispecchia le condizioni di marcia tipiche del complesso stesso.

Partendo dal citato bilancio di materia, la quantità di SO₂ prodotta al combustore finale e la quantità totale di fumi secchi al 3% uscenti dal combustore stesso vengono calcolate a fronte dello zolfo entrante nell'unità come H₂S. Nella determinazione dei fumi secchi al 3% di ossigeno si è tenuto conto, in funzione del recupero dello zolfo totale considerato, dell'acqua combustione e dell'aria che partecipa alla reazione di ossidazione del H₂S residuo a SO₂.

Per la determinazione dei kg/h di SO₂ nei fumi dal post-combustore:

- si considerano le composizioni del SWS e MEA acid gas come da design,
- si calcola, alle portate di progetto, il contenuto di zolfo presente nel gas in carica all'unità CR41,
- si calcola, per differenza, in corrispondenza di diverse efficienze di recupero dello zolfo, la quantità di SO₂ presente nei fumi dal combustore finale.

Il calcolo è quindi il seguente:

$$\text{Kg/h SO}_2 \text{ nei fumi combustore finale} = [(100 - \% \text{REC}) / 100 * (\text{Kg/h H}_2\text{S INLET} * 64/34)]$$

dove:

%REC = efficienza di recupero zolfo considerata (98,5% riferimento BAT)

H₂S INLET = kg/h di H₂S in ingresso all'unità CR41 in marcia normale.

UNITÀ SRU – 1200 E MAXISULF

Per la determinazione teorica della emissione di SO₂ dai combustori finali del complesso 1200+Maxisulf (Unità Claus sito Sud + Maxi) si considera come base di calcolo il bilancio di calore e di materia sviluppato per il così detto “Designed Case” dell'unità Maxisulf (Davy McKee stream data sheet Maxisulf plant).

Partendo dal citato bilancio di materia, la quantità di SO₂ prodotta ai combustori finali F103 e la quantità totale di fumi secchi al 3% uscenti dai combustori stessi vengono calcolate a fronte dello zolfo entrante nell'unità come H₂S. Si calcola, infine, la concentrazione di SO₂ nei fumi netti in uscita dall'unità. Nella determinazione dei fumi secchi al 3% di ossigeno si è tenuto conto, in funzione del recupero dello zolfo totale considerato, dell'acqua di combustione e dell'aria che partecipa alla reazione di ossidazione del H₂S residuo a SO₂.

Per la determinazione dei kg/h di SO₂ nei fumi dal post-combustore:

- si considerano le composizioni del SWS e MEA acid gas come da design delle linee Claus,
- si calcola, alla portata delle linee Claus corrispondente al design del Maxisulf, il contenuto di zolfo presente nel gas in carica alle linee stesse,
- si calcola, per differenza, in corrispondenza dell'efficienza di recupero zolfo considerata, la quantità di SO₂ presente nei fumi dal combustore finale.

Considerate le condizioni di portata massica da design del Maxisulf, il calcolo è quindi il seguente:

$$\text{Kg/h SO}_2 \text{ nei fumi combustori finali} = \\ [(100 - \% \text{REC}) / 100 * (\text{Kg/h H}_2\text{S INLET} * 64/34)]$$

dove:

%REC = efficienza di recupero zolfo considerata (98,5% riferimento BAT)

H₂S INLET = kg/h di H₂S in ingresso alle linee Claus alla portata di design del Maxisulf

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

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

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

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

Per ogni attività di campionamento dovrà inoltre essere prodotto un bianco di campo ed uno di conservazione e trasporto per ciascuna classe di analiti da determinare.

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

Il laboratorio dovrà inoltre effettuare controlli di qualità interni analizzando bianchi del metodo, duplicati, test di recupero, materiali di riferimento certificati ecc. come previsto dalle procedure di accreditamento.

Tutti i documenti relativi alla produzione dei dati (es. quaderni di laboratorio, *files* di restituzione dati degli strumenti, rette di calibrazione eseguite per le analisi, cromatogrammi, fogli di calcolo, ecc.) saranno conservati dal laboratorio per un periodo non inferiore a due anni come previsto dalle procedure di accreditamento.

11. METODI ANALITICI CHIMICI E FISICI

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

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

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

11.1. Combustibili

Nella tabella seguente sono indicati i metodi per la determinazione delle caratteristiche chimiche e fisiche dei combustibili utilizzati nello stabilimento (gasolio). In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
Acqua e sedimenti	UNI EN ISO 20058: 1997*	Determinazione mediante metodo basato su centrifugazione
Viscosità a 50°C	UNI EN ISO 3104: 2000*	Determinazione mediante misura del tempo di scorrimento in viscosimetro a capillare
Potere calorifico inf.	ASTM D 240	Determinazione mediante bomba calorimetrica
Densità a 15°C	UNI EN ISO 3675:2002	Determinazione mediante idrometro

Parametro	Metodo analitico	Principio del metodo
	UNI EN ISO 12185: 1999	Determinazione mediante tubo ad U oscillante
Punto di scorrimento	ISO 3016	Determinazione mediante preriscaldamento e successivo raffreddamento a velocità controllata (analisi ogni 3 °C)
Asfalteni	IP143 ASTM D6560	Determinazione della frazione insolubile in eptano
Ceneri	UNI EN ISO 6245:2005*	Determinazione gravimetrica previa calcinazione in muffola a 775°C
HFT	IP375	Determinazione mediante filtrazione a caldo
PCB/PCT	UNI EN ISO 12766-3:2005*	Determinazione analitica mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Residuo Carbonioso	ISO 6615*	Determinazione mediante metodo di Conradson
Nickel + Vanadio	UNI EN ISO 13131:2001*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma
Sodio	UNI EN ISO 13131:2001 IP288	Determinazione analitica mediante spettrofotometria in assorbimento atomico a fiamma previa diluizione con solvente organico
Zolfo	UNI EN ISO 8754: 2005*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di energia
	UNI EN ISO 14596:2008*	Determinazione analitica mediante spettrofotometria di fluorescenza a raggi X a dispersione di lunghezza d'onda

11.2. Emissioni in atmosfera

In riferimento alle analisi delle emissioni in atmosfera, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello europeo come metodi di riferimento per i parametri soggetti a controllo. I metodi indicati con l'asterisco sono anche i metodi di riferimento da utilizzarsi per il controllo e la taratura dei sistemi di misurazione continui, nei casi di fuori servizio degli stessi per la verifica di conformità di misure discontinue.

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.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Metodo	Descrizione
Portata/Velocità	UNI EN 16911:2013	Determinazione periodica della velocità assiale, della portata in volume e per la taratura di sistemi automatici permanentemente installati sui camini; in particolare, la stessa approfondisce i seguenti 3 metodi alternativi: 1. Metodi per determinare un profilo di velocità e una portata media da misure puntuali (tubo di Pitot e Anemometro); 2. Metodi alternativi basati sull'iniezione di gas traccianti utilizzabili anche per la taratura di sistemi automatici; 3. Metodo basato sul calcolo del consumo di energia.
	ISO 14164:1999* ISO 12039	Metodo automatico che misura le portate in flussi convogliati corredato dei requisiti di qualità a cui i metodi/strumenti debbono rispondere per essere utilizzati ai fini della misura
Ossigeno	UNI EN 14789:2006	Determinazione analitica mediante un analizzatore paramagnetico
Vapore acqueo	UNI EN 14790:2006*	Metodo manuale per la determinazione della concentrazione del vapore acqueo in effluenti gassosi, previa condensazione / adsorbimento
NO _x	UNI EN 14792:2006* UNI 10878 ISO 10849	Determinazione analitica mediante chemiluminescenza
SO ₂	UNI EN 14791:2006* UNI 10393 ISO 7935	Determinazione analitica mediante cromatografia ionica o metodo di Thorin
CO	UNI EN 15058:2006* ISO 12039	Determinazione analitica mediante tecnica ad infrarossi non dispersiva (NDIR), con sistema di campionamento e condizionamento del campione di gas
Polveri	UNI EN 13284-1:2003	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas Per flussi convogliati in concentrazioni minori di 50 mg/Nm ³
	ISO 9096	Determinazione gravimetrica e campionamento isocinetico del gas. Per flussi convogliati in concentrazioni maggiori di 50 mg/Nm ³
	UNI EN 13284-2:2005*	La UNI EN 13284-2:2005 deve essere impiegata, per le parti di pertinenza, nella "normalizzazione" dei metodi continui di misura
Composti organici volatili (singoli composti)	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rilevatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
H ₂ S	EPA Method 15-15A EPA Method 16-16A-16B	Determinazione gas cromatografica con rilevatore FPD di CS ₂ , H ₂ S e COS Determinazione gas cromatografica con rilevatore FPD di composti solforici (TRS) quali dimetildisolfuro, dimetilsofuro, metilmercaptano e acido solfidrico

Parametro	Metodo	Descrizione
HCl	UNI EN 1911:2010*	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl. Il metodo è applicabile anche per acido solfidrico, bromidrico e iodidrico.
HBr	UNI EN 1911:2010*	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl. Il metodo è applicabile anche per acido solfidrico, bromidrico e iodidrico.
NH ₃	EPA CTM 027 del 1997	Campionamento isocinetico ed assorbimento in soluzione acida - CI
COV (come COT)	UNI EN 12619:2013	Metodo in continuo con rivelatore a ionizzazione di fiamma. (FID)
IPA	DM 25.08.2000 n.158 All.3 (sostituisce M.U. 825 cap.2) ⁽¹⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Antracene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 ⁽²⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Naftalene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 ⁽²⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Fluorantene	M.U. 825 del Manuale UNICHIM 122 ⁽²⁾	Determinazione mediante gascromatografia previa purificazione mediante cromatografia su strato sottile
Hg totale	UNI EN 13211-1:2003	Determinazione mediante spettroscopia in assorbimento atomico previa riduzione con sodio boroidruo e campionamento come descritto dal metodo
As, Be, Cd, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, Pb, Pd, Pt, Rh, Sb, Se, Sn, Te, Tl e V	UNI EN 14385:2004 ⁽³⁾	Determinazione analitica mediante spettroscopia in assorbimento o emissione previo campionamento isocinetico ai camini su filtri e soluzioni di assorbimento e digestione in forno a microonde
Acetone	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Fenolo	UNI EN 13649:2002	Determinazione analitica mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore FID o accoppiata a spettrometro di massa
Acido solforico	UNI EN 1911-1, 2, 3:2000 ⁽⁴⁾	Determinazione mediante cromatografia ionica previo utilizzo di assorbitori a gorgogliamento per l'estrazione dell'HCl.
HF	ISO 15713:2006*	Il metodo è applicabile per le emissioni di gas con concentrazione di fluoruri al di sotto di 200 mg/m ³ . E' possibile utilizzare il metodo per più alte concentrazioni, ma allora l'efficienza di assorbimento del gorgogliatore dovrebbe essere verificata prima che i risultati possano essere ritenuti validi. Tutti i composti che sono volatili alla temperatura di filtrazione e producono fluoruri solubili con la reazione con acqua sono misurati con questo metodo. La concentrazione dei fluoruri nella soluzione di assorbimento è misurata attraverso l'uso di elettrodo ione-selettivo. La quantità di fluoruri misurata è espressa come HF per convenzione. Questo metodo non misura i composti organici del fluoro.

Parametro	Metodo	Descrizione
PCDD/PCDF ⁽¹⁾	UNI EN 1948-1,2,3:2006*	Determinazione mediante analisi in gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato
Policlorobifenili	UNI EN 1948-4:2007*	Determinazione mediante analisi in gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa diluizione isotopica dell'estratto purificato

11.3. Scarichi idrici

In riferimento alle analisi delle acque di scarico, nella tabella seguente sono indicati i metodi analitici riconosciuti a livello nazionale ed internazionale per la determinazione dei parametri normati dal D.Lgs. 152/2006 (Tabella 3 dell'Allegato V alla Parte III).

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Qualora, per rientrare nel campo di applicazione del metodo, si rendesse necessario diluire il campione, nella valutazione dell'incertezza si dovrà tener conto dell'ulteriore contributo all'incertezza dovuto alla diluizione.

Metodi di misura degli inquinanti per le acque di scarico

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060 US EPA Method 150.1 SM 4500-HB	determinazione 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 SM 2550B
Temperatura	APAT-IRSA 2100 US EPA Method 170.1 SM 2550 B	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di ± 0,1°C
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B US EPA Method 160.2 SM 2540 D	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 µm di diametro dei pori) previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
Materiali grossolani	Metodo indicato dalla Legge 319/76 (metodi per oggetti di dimensioni lineari > 1 cm)	
BOD ₅	APAT -IRSA 5120 US EPA Method 405.1 SM 5210 B	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
COD	APAT-IRSA 5130 US EPA Method 410.4 SM 5220 C	ossidazione con dicromato con metodo a riflusso chiuso seguito da titolazione
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C US EPA Method 350.2 SM 4500-NH ₃	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2 US EPA Method 365.3	Trasformazione di tutti i composti del fosforo e ortofosfati mediante mineralizzazione acida con il persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono fatti reagire con il con il molibdato di ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, per formare un etero poliacido ridotto poi con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza d'onda di 882 nm
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA CNR 3010B + 3060B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010B + 3080	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Bario	APAT IRSA 3010B + 3090B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	APAT IRSA 3010B + 3120B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cromo totale	APAT IRSA 3010B + 3150B1 US EPA Method 218.2	mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B US EPA Method 236.2	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3190B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A1, A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483: 2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa ossidazione in forno a microonde e successiva riduzione a Hg metallico con sodio boridruro
Nichel	APAT IRSA 3010B + 3220B US EPA Method 249.2	mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3230B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3250B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3280B	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT IRSA 3010B + 3320A	digestione acida mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A	determinazione spettrofotometrica dei fenoli totali previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
	APAT IRSA 5070B	determinazione dei fenoli attraverso cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) accoppiata a rivelatore UV, previa estrazione liquido-liquido o liquido-solido.
Composti organici clorurati ⁽¹⁾	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Σ solventi organici aromatici ⁽²⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa dinamico
Pesticidi clorurati ⁽³⁾	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liquido-liquido, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁴⁾	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione con diclorometano (liq-liq) o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A:2007	determinazione mediante cromatografia ionica
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloramminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloruri	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020 EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160 US EPA Method 1664A	differenza tra il contenuto di sostanze oleose totali e idrocarburi totali
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
	UNI EN ISO 9377-2:2000	determinazione dell'indice di idrocarburi C ₁₀ -C ₄₀ attraverso gascromatografia. Nel caso di segnali prima del C ₁₀ diversi dal rumore di fondo deve essere determinata la frazione volatile attraverso le metodiche di spazio di testa (EPA 5021A) o <i>purge & trap</i> (5030C) e analisi gascromatografica e rivelatore a spettrometria di massa.
Aldeidi	APAT IRSA 5010	A: determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH) (0,05-1 mg/l) B1: determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione (HPLC) (µg/l) B2: determinazione mediante cromatografia (µg/l)
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido o liquido/solido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Composti organici clorurati non citati altrove
- (2) Sommatoria dei seguenti composti: Benzene, Toluene, Xileni, Etilbenzene, Stirene, Iso-propilbenzene, n-propilbenzene.
- (3) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT totale, DDE, Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene, Lindano.
- (4) Azinfos-metile, Clorpirifos, Malathion, Parathion-Etle, Demeton.

11.4. Livelli sonori

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

SEZIONE 3 - REPORTING

12. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

12.1. Definizioni

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

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

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

Media giornaliera - 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue). Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero - 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. La stima di flusso di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

Megawattora generato mese - 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 - rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente e l'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.

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

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

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate, sarà cura del redattore del rapporto 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.

12.2. Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

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

T_{anno} = tonnellate anno;

C_{misurato} = media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³;

F_{misurato} = media mensile dei flussi in Nm³/mese;

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

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

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

K_{anno} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro.

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

12.3. Criteri di monitoraggio per la conformità a limiti in quantità

Nella valutazione del rispetto dei limiti di emissione quantitativi, devono essere adottati i seguenti criteri:

- 1) deve essere installato un sistema di misura o calcolo con acquisizione in continuo delle quantità emesse, con le stesse modalità di gestione seguite per il SMCE;
- 2) deve essere implementato un sistema di registrazione, elaborazione e conservazione dei dati, misurati o calcolati, e devono essere stabilite delle procedure scritte di gestione e manutenzione

dei dispositivi (sia di misura sia di calcolo); i criteri di conservazione sono quelli già rappresentati per il SMCE;

- 3) deve essere codificato un metodo per la sostituzione dei dati mancanti (dovuti ad esempio, ma non solo, a manutenzioni, guasti, prove di taratura, transitori ecc) dei sistemi continui di misura o calcolo, nei casi in cui tali mancanze siano significative al fine del calcolo delle masse emesse; tale metodo non deve in alcun caso comportare la modifica dei dati SME ma deve essere in grado di sostituire i dati mancanti solo nell'algoritmo di elaborazione dei dati in continuo, ovvero dei dati stimati, ai fini del calcolo delle masse emesse, in modo da non pregiudicare l'elaborazione dei valori orari, giornalieri, settimanali, mensili e annuali; la sostituzione effettuata deve essere riconoscibile e tracciabile;
- 4) devono essere generati e registrati in automatico report giornalieri, mensili e annuali delle quantità emesse.

I sistemi di monitoraggio (misura o calcolo) devono garantire un'incertezza estesa nella determinazione delle masse emesse, in ogni condizione di esercizio, inferiore al 12% ossidi di azoto (espressi come NO₂) e inferiore al 8% per le polveri totali. I valori di incertezza estesa summenzionati sono stati fissati in conformità ai valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione stabiliti dal testo unico ambientale per le misurazioni strumentali dei medesimi inquinanti in atmosfera. Per tener conto dell'effetto di combinazione dell'incertezza di misura (o di stima) delle concentrazioni e delle portate di effluenti i valori degli intervalli di fiducia statuiti dal testo unico ambientale sono stati incrementati del 20%.

A differenza della verifica di conformità a limiti espressi in concentrazione, il calcolo delle emissioni in massa, per sua natura deve sommare tutti i contributi emissivi, inclusi quelli non dovuti a funzionamento di regime.

Quest'ultimo criterio generale non è applicabile solo nei casi in cui l'AIA, espressamente, stabilisca che il criterio di conformità ai limiti stabiliti in massa comporta la contabilizzazione dei soli contributi dovuti al funzionamento a regime.

Il manuale di gestione del sistema di misura o calcolo e la valutazione dell'incertezza estesa determinata alle normali condizioni operative (intendendo per normali le condizioni operative che corrispondono al raggiungimento dei parametri operativi prestabiliti e che vengono rispettati e mantenuti ragionevolmente costanti nel tempo) devono essere trasmessi in allegato al primo report annuale utile.

12.4. Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto riportato nella Sezione 2 del presente documento.

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 annuale.

12.5. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione

preventiva all'Autorità di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

12.6. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

In ottemperanza alle prescrizioni riportate nel PIC, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

- ♦ il Gestore registra e comunica ad Autorità Competente e Enti di controllo gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e 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 agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo;

- ♦ il Gestore registra e comunica gli eventi incidentali che possono avere impatto sull'ambiente ad Autorità Competente e Enti di controllo; in caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente o comunque di eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose in ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile). La comunicazione degli eventi incidentali di cui sopra deve contenere: le circostanze dell'incidente, le sostanze rilasciate, i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente, le misure di emergenza adottate, le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca;
- ♦ il Gestore dovrà attenersi a tutti gli obblighi derivanti dall'applicazione del DLgs 334/1999 e smi, e in particolare agli obblighi sanciti dall'art. 24 dello stesso decreto, relativi all'accadimento di incidente rilevante.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 12.7).

12.7. Obbligo di comunicazione annuale

12.7.1. Informazioni previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo

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'Autorità di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descriva l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

Informazioni generali:

- ◆ Nome dell'impianto
- ◆ Nome del gestore e della società che controlla l'impianto
- ◆ N° ore di effettivo funzionamento dei reparti produttivi
- ◆ N° di avvii e spegnimenti anno dei reparti produttivi
- ◆ Principali prodotti e relative quantità settimanali e mensili

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- ◆ il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- ◆ il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente e Autorità di Controllo, 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 ad Autorità Competente e Autorità di Controllo, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Consumi:

- ◆ consumo di materie prime e materie ausiliarie nell'anno;
- ◆ consumo di combustibili nell'anno ed esito delle analisi di caratterizzazione effettuate in accordo a quanto indicato nel PMC;
- ◆ caratteristiche dei combustibili;
- ◆ consumo di risorse idriche nell'anno;
- ◆ consumo e produzione di energia nell'anno.

Emissioni per l'intero impianto - ARIA:

- ◆ quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato per ciascun punto di emissione;
- ◆ risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC, secondo il seguente schema:

Mese	Concentrazioni misurate in emissione
------	--------------------------------------

- ◆ codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno e loro destino;
- ◆ produzione specifica di rifiuti: kg annui di rifiuti prodotti / tonnellate di greggio;
- ◆ indice annuo di recupero rifiuti (%): kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti dalla Raffineria;
- ◆ criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

- ◆ risultanze delle campagne di misura suddivise in misure diurne e misure notturne.

Emissioni per l'intero impianto - ODORI:

- ◆ risultanze delle campagne di misura effettuate.

Ulteriori informazioni:

- ◆ risultanze dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto ai §§ 8 e 9.

Eventuali problemi di gestione del piano:

- ◆ indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

12.7.2. Informazioni di cui all'Allegato della Decisione di esecuzione 2014/768/UE

Nell'ambito del Rapporto annuale sopra descritto, il Gestore dovrà inserire anche le informazioni indicate nell'Allegato alla Decisione di esecuzione 2014/768/UE, e in particolare:

Informazioni sul sistema di monitoraggio

1. Descrizione del sistema di monitoraggio usato per determinare le emissioni nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni.
2. Dettagli sui parametri misurati e calcolati, il tipo (diretto e indiretto) e i metodi di misurazione utilizzati, i fattori di calcolo utilizzati (e la loro giustificazione) e la frequenza del monitoraggio.

Informazioni sui risultati del monitoraggio

Resoconto sui risultati del monitoraggio che dia conto di come i valori limite applicati per le emissioni di NO_x e SO₂ nell'ambito delle tecniche di gestione integrata delle emissioni siano stati rispettati e che confronti le conseguenti emissioni di bolla con la somma delle emissioni che sarebbero state emesse dalle singole unità se, a pari livello di portata degli effluenti gassosi, tali unità avessero avuto livelli di prestazione corrispondenti ai singoli pertinenti BAT-AEL e BATAEPL.

Tale resoconto comprende almeno i seguenti elementi:

- a) la concentrazione media mensile delle emissioni di NO_x e SO₂, come valore di bolla (espresso in mg/Nm³; tutte le medie mensili durante un anno);
- b) il totale delle emissioni mensili di NO_x e SO₂, come valore di bolla (espresso come tonnellate/mese);

- c) la concentrazione media mensile delle emissioni per ciascuna unità interessata (esprese come mg/Nm^3 ; tutte le medie mensili durante un anno);
- d) portata degli effluenti gassosi per ciascuna unità interessata (espressa come Nm^3/ora ; tutte le medie mensili durante un anno).

12.8. Gestione e presentazione dei dati

12.8.1. Conservazione dei dati relativi alle attività di monitoraggio e controllo

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati; in alternativa, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA.

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

12.8.2. Conservazione dei dati provenienti dallo SME

I dati registrati dallo SME devono essere conservati possibilmente per l'intera vita operativa dell'impianto. In alternativa a quest'ultima indicazione, i dati devono essere obbligatoriamente conservati per un periodo di tempo pari alla durata dell'AIA, con una logica di finestra scorrevole e comunque sino al rinnovo dell'AIA. Ciò vuol dire, ad esempio, che in caso di AIA di durata 10 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 10 anni ma non possono essere eliminati dopo il decimo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 10 anni.

Tutti i dati registrati devono essere univocamente riferiti alla data e orario della loro acquisizione. Tutti i dati registrati devono inoltre essere univocamente correlati ai parametri operativi caratterizzanti il processo, quali ad esempio l'alimentazione del combustibile e la potenza termica (o elettrica, se applicabile) generata, nonché ai segnali di stato delle apparecchiature principali.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'Autorità di controllo, anche tramite creazione di *files* esportabili, e devono essere memorizzati secondo un formato che consenta un'agevole e immediata lettura ed elaborazione, con i comuni strumenti informatici. Lo schema base deve essere stabilito su un'organizzazione a matrice, in cui le singole colonne rappresentino ciascuna grandezza misurata, ovvero ciascuna grandezza o segnale di stato associato, e ciascuna riga rappresenti l'istante cui la grandezza in colonna si riferisce. La colonna contenente gli istanti di riferimento deve essere sempre la prima a sinistra e tutte le colonne devono contenere, come primi due *record*, l'indicazione della grandezza misurata e dell'unità di misura pertinente (ove applicabile).

Le modalità suddette devono essere riportate ed illustrate, nella loro attuazione, nel manuale di gestione dello SME. Esse potrebbero comportare la necessità di intervenire sui sistemi esistenti. In tal caso, la procedura di attuazione deve essere intesa come segue:

- 1) il Gestore dovrà, entro due mesi dalla data di messa in esercizio degli impianti, mettere in atto una procedura provvisoria, anche manuale, che consenta di conservare i valori elementari oggi prodotti dai sistemi esistenti, con le modalità di acquisizione e memorizzazione correnti, per mezzo di “registrazione” su memorie di massa esterne che dovranno essere conservate nel rispetto dei tempi stabiliti,
- 2) il Gestore potrà utilizzare un tempo massimo di 12 mesi dalla data di messa in esercizio degli impianti, per garantire che il sistema SMCE operi secondo le modalità sopra stabilite.

13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

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. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA' DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime e ausiliarie	Giornaliera	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia					
Energia consumata	Giornaliero	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Energia prodotta					
Vapore impianti					
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni diffuse	<i>Secondo il programma LDAR adottato dal Gestore, v. § 3.7</i>	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Mensile Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Aree di stoccaggio rifiuti prodotti	Quindicinale Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee, suolo e sottosuolo					
Matrici oggetto della MISO	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Sorgenti e ricettori	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Serbatoi e pipe way					
Apparecchiature oggetto dei Piani di ispezione	Trimestrale Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Fognatura oleosa					
Linee oggetto dei Piani di ispezione	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale

Attività a carico dell'Autorità di controllo (previsione)

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'Autorità di controllo svolge le seguenti attività.

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi dai camini
	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Autorità di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi
Analisi campioni	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Autorità di controllo, dei campioni prelevati
	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Autorità di controllo, dei campioni prelevati

ALLEGATO 1. 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 realizzati in macchina) intensi.
- Personale con raffreddore, sinusite, mal di gola dovrebbero astenersi da eseguire il test. In tali casi deve essere ripianificata l’attività di audit giornaliera.
- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

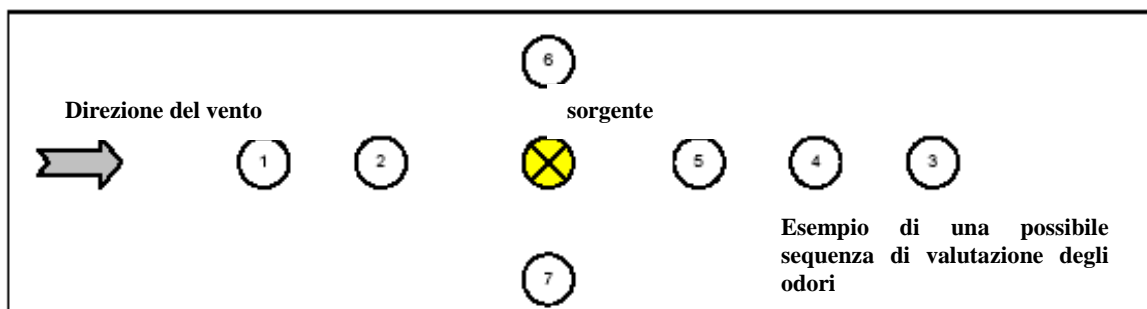
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare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

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

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

Una valutazione può essere realizzata anche camminando lungo un percorso che è stabilito considerando sia i quattro punti su esposti sia, se non è possibile, seguendo i confini di un percorso obbligato (si veda esempio in figura 1). Come ulteriore alternativa i punti di analisi possono essere fissati per valutare il cambiamento nel tempo della sorgente o l'influenza delle condizioni meteo-climatiche locali. In quest'ultimo caso si possono individuare le cosiddette condizioni di "caso peggiore".

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

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

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

Le categorie di intensità sono:

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

- molto forte (odore che può causare nausea).

Le categorie di estensione e persistenza sono:

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

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

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

Fastidio

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

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

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

- natura/caratteristiche - gli odori che sono, in senso comune, considerati "sgradevoli" sono potenzialmente fastidiosi. Per esempio, gli odori da una Raffineria saranno considerati più sgradevoli che gli odori di una panetteria. L'intensità di un odore in riferimento alla sua soglia olfattiva può essere quantificata e, più alta è l'intensità e più alta è la probabilità di individuazione dell'odore;

- frequenza di esposizione - odori emessi con alta frequenza o in modo continuo dall'impianto sono più probabilmente considerati fastidiosi che quelli rilasciati in modo occasionale. La frequenza degli odori è spesso valutata in congiunzione con la persistenza nell'ambiente;
- persistenza- odori che persistono in un ambiente per un lungo periodo (cioè che non è prontamente disperso ad un livello tale che l'odore non sia percepibile) hanno una probabilità superiore di essere considerati fastidiosi. Odori poco sgradevoli possono essere considerati fastidiosi se l'emissione è frequente o continua e persistente. La persistenza di un odore è influenzata anche dalle condizioni meteorologiche.

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

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

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

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

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

Scala di Beaufort

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