



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

DECRETI MINISTRO - REGISTRAZIONE
0000300 del 09/11/2017

*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

Modifica dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con decreto DVA-DEC-2011-0000302 del 7 giugno 2011 per l'esercizio della raffineria della Società ALMA PETROLI S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna

VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale";

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248" e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 25 settembre 2007, n. 153, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

VISTA la direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 novembre 2010, relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento);



VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 33, del 17 febbraio 2012, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legislativo 4 marzo 2014, n. 46, recante "Attuazione della direttiva 2010/75/UE relativa alle emissioni industriali (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento)";

VISTO il decreto 6 marzo 2017 n. 58, con cui sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie ed ai controlli previsti dal Titolo III-*bis* della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152;

VISTA l'autorizzazione integrata ambientale (AIA) di cui al decreto del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare alla Società ALMA PETROLI S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore), per la raffineria ubicata nel Comune di Ravenna;

VISTA l'istanza di modifica presentata con nota del 7 luglio 2015, prot. n. L/207/15, dalla ALMA PETROLI S.p.A., acquisita al prot. n. DVA-2015-17799 del 7 luglio 2015, con la quale il Gestore ha richiesto il revamping della centrale termica di stabilimento, trasmettendo contestualmente l'attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria di cui al decreto del 24 aprile 2008;

VISTA la nota del 23 luglio 2015, prot. n. DVA-2015-0019332, con la quale la competente Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha avviato il procedimento per la modifica dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con provvedimento DVA-DEC-2011-0000302 del 7 giugno 2011;

VISTA la nota del 17 settembre 2015, prot. n. DVA-2015-23347, con la quale il Ministero dell'Ambiente ha richiesto al Gestore di integrare la tariffa istruttoria versata, a seguito nota trasmessa dalla Commissione istruttoria per l'AIA-IPPC, prot. n. CIPPC 1699/2015 del 15 settembre 2015, inerente la valutazione della congruità della tariffa versata dal Gestore;

VISTA la nota prot. n. DVA-2015-0026807 del 27 ottobre 2015 con la quale la competente Direzione Generale ha concesso al Gestore la proroga richiesta per inviare le integrazioni all'istanza;

VISTA la nota prot. L/302/15 del 17 novembre 2015, acquisita al prot. DVA n. 28876 del 18 novembre 2015, con cui il Gestore ha trasmesso la documentazione integrativa richiesta ai fini del citato procedimento di modifica



dell'AIA (ID 43/714) e l'attestazione di avvenuto pagamento dell'integrazione della tariffa istruttoria di cui al decreto del 24 aprile 2008;

VISTA la nota del 26 aprile 2016, prot. n. CIPPC 737/2016, acquisita al prot. DVA n. 11296 del 27 aprile 2016, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo relativo all'istanza di modifica dell'AIA, presentata dal Gestore con nota del 7 luglio 2015, prot. n. L/207/15;

VISTA la nota del 26 aprile 2016, prot. n. 24863, acquisita al prot. DVA n. 11297 del 27 aprile 2016, con la quale ISPRA ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo aggiornato alla luce del parere istruttorio del 26 aprile 2016, prot. n. CIPPC 737/2016;

VISTA la nota del 17 maggio 2016, prot. L/111/16, acquisita al prot. DVA n. 13425 del 18 maggio 2016, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio del 26 aprile 2016, prot. n. CIPPC 737/2016;

VISTA la nota del 27 maggio 2016, prot. n. 0014808, acquisita al prot. DVA n. 14457 del 27 maggio 2016, con la quale il Ministero della Salute ha espresso dissenso in merito al parere istruttorio del 26 aprile 2016, prot. n. CIPPC 737/2016, con la motivazione della carenza istruttoria, non essendo stata effettuata alcuna valutazione di impatto sulla salute dei lavoratori dell'impianto e degli abitanti delle zone limitrofe;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 14 giugno 2016 della Conferenza dei servizi, convocata ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, trasmesso ai partecipanti con nota prot. 16040 del 16 giugno 2016;

VISTA la nota del 15 giugno 2016, prot. n. CIPPC 978/2016, acquisita al prot. DVA n. 16045 del 16 giugno 2016, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo adeguato alla luce delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei servizi del 14 giugno 2016;

VISTA la nota del 16 giugno 2016, prot. n. 36263, acquisita al prot. DVA n. 16180 del 17 giugno 2016, con la quale ISPRA ha trasmesso il piano di monitoraggio e controllo aggiornato alla luce del parere istruttorio del 15 giugno 2016, prot. n. CIPPC 978/2016;

CONSIDERATO che ai sensi dell'articolo 14-*ter*, comma 7, della legge 7 agosto 1990, n. 241, si considera acquisito l'assenso dell'amministrazione il cui



rappresentante, all'esito dei lavori della Conferenza di Servizi, non abbia espresso definitivamente la volontà dell'amministrazione rappresentata;

CONSIDERATO che le amministrazioni invitate a partecipare ai lavori della Conferenza di Servizi, cui sarà data notizia dell'emanazione del presente decreto, dopo il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, hanno in ogni caso facoltà di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare nuovi elementi istruttori proponendo l'avvio di un riesame dell'autorizzazione integrata ambientale, ai sensi dell'articolo 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota del 21 giugno 2016, prot. 16513, con la quale la Direzione Generale ha segnalato la necessità di attivare la procedura ai sensi dell'art. 14-*quater*, comma 3, della Legge 241/90, per superare il dissenso manifestato dal Ministero della Salute in merito alle istanze presentate dal Gestore;

VISTA la propria nota del 12 luglio 2016, prot. 14612/GAB, con la quale è stato sottoposto alla deliberazione del Consiglio dei Ministri il parere di dissenso espresso in sede di Conferenza dei servizi dal Ministero della salute avverso il procedimento di modifica dell'AIA richiesto dal Gestore;

VISTA la nota prot. n. 20628 P.4.8.2.8 del 9 ottobre 2017, con la quale la Presidenza del Consiglio dei Ministri ha trasmesso la Delibera del 2 ottobre 2017 nella quale si prende atto del superamento del dissenso in merito al procedimento di riesame dell'autorizzazione rilasciata dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con provvedimento DVA-DEC-2011-302 del 7 giugno 2011, per l'esercizio della Raffineria della Alma Petroli S.p.A. ubicata nel Comune di Ravenna, nel rispetto delle prescrizioni impartite;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

VISTA la nota prot. n. 23644 del 16 ottobre 2017 2016, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i. ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;



DECRETA

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, DVA-DEC-2011-0000302 del 7 giugno 2011 per l'esercizio della raffineria ubicata nel Comune di Ravenna della Società ALMA PETROLI S.p.A., identificata dal codice fiscale 01088570393, con sede legale in Via Roma, n. 67 – 48121 Ravenna, è aggiornato con le modifiche ai relativi allegati di cui al parere istruttorio conclusivo reso con nota del 15 giugno 2016, prot. n. CIPPC 978/2016 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC e al relativo piano di monitoraggio e controllo reso con nota del 16 giugno 2016, prot. n. 36263 dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, allegati e che costituiscono parte integrante del presente decreto, nonché con le seguenti prescrizioni impartite con Delibera del 2 ottobre 2017 della Presidenza del Consiglio dei Ministri per superare il dissenso emerso nell'ambito del procedimento di rilascio dell'AIA:

- cessazione totale dell'impianto e dell'utilizzo della virgin nafta sia per la vecchia caldaia che per la caldaia di nuova installazione, al fine di garantire un ulteriore miglioramento dello scenario emissivo; prevedendo solo due scenari di composizione del combustibile: 1) gas naturale; 2) gas naturale e fuel gas;
- possibilità di utilizzo della virgin nafta solo in caso di disservizi della rete di fornitura di gas naturale, comunque non superiore al 5% annuo;
- dotazione del nuovo camino E19 di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni;
- i limiti alle emissioni per i microinquinanti organici sono aggiornati in termini di tossicità equivalente, come segue:

microinquinanti organici

PCDD + PCDF	0,1 ng I -TE/Nm ³
DL- PCB	0,1 ng WHO- TE/Nm ³
IPA	0,01 mg/ Nm ³

microinquinanti inorganici

cadmio + tallio	0,05 mg/ Nm ³
mercurio	0,05 mg/ Nm ³
antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame, manganese, nichel, vanadio	0,5 Nm ³



- fermo restando quanto stabilito all'art. 4, comma 4 del decreto di autorizzazione integrata ambientale del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302, per il prelievo e le analisi devono essere utilizzate le seguenti norme UNI EN o ISO:

PCDD/F+DL-PCB	UNI EN 1948 parte 1, 2, 3, 4
IPA	ISO 11338 parte 1 e 2: 2003
mercurio	UNI EN 13211: 2003
altri metalli	UNI EN 14385: 2004

- le campagne di misura previste nel piano di monitoraggio e controllo sono effettuate su cadenze trimestrali di controllo, sia per microinquinanti organici, diossine (PCDD), furani (PCDF), DL-PCB e idrocarburi policiclici aromatici (IPA), sia per i microinquinanti inorganici: cadmio, tallio, mercurio, antimonio, arsenico, piombo, cromo, cobalto, rame manganese, nichel, vanadio.

Rimangono valide tutte le altre prescrizioni del decreto del 7 giugno 2011, n. DVA-DEC-2011-0000302 vigente.

Il presente decreto è altresì notificato al Ministero della Salute, che potrà chiedere il riesame dell'autorizzazione integrata ambientale nell'esercizio delle funzioni istituzionali connesse alla tutela della salute.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.

Gian Luca Galletti





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

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE
Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali
REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0016045/DVA del 16/06/2016

IPPC 378/2016
del 15/06/2016

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

Pratica N:

Ref. Mittente:



OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da ALMA
PETROLI S.P.A. - Raffineria di Ravenna – Procedimento di Modifica ID 43/914

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero
dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmette il Parere Istruttorio
Conclusivo, aggiornato secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data
14/06/2016.

Il Presidente f.f. della Commissione IPPC
Prof. Armando Brath

All. c.s.



Alu 970/2016

Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
ai sensi dell'art. 29-nonies del Decreto Legislativo 152/2006 e s.m.i.

Modifica dell'autorizzazione integrata ambientale rilasciata con provvedimento del 7 giugno 2011, n. DVA/DEC/2011/302, (G.U. - S.G. n. 148 del 28/06/2011), per l'esercizio della Raffineria di Ravenna della Società Alma Petroli S.p.A. – ID 43/914.

GESTORE	Alma Petroli S.P.A.
LOCALITÀ	Ravenna
GRUPPO ISTRUTTORE	Antonio Fardelli – referente
	Alessandro Martelli
	Alberto Pacifico
	David Roettgen
	Alessandro Di Stefano - Regione Emilia Romagna
	Laura Avveduti - Provincia di Ravenna
	Angela Vistoli - Comune di Ravenna



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

SOMMARIO

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO	1
AI SENSI DELL'ART. 29-NONIES DEL DECRETO LEGISLATIVO 152/2006 E S.M.I.	1
1 DEFINIZIONI	3
2 INTRODUZIONE	7
2.1 Atti presupposti	7
2.2 Atti normativi	8
2.3 Atti e Attività istruttorie	11
3 DATI DELL'IMPIANTO	13
4 DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA.....	14
5 SINTESI DELLE VARIAZIONI RISPETTO AL DECRETO AIA	19
5.1 Gestione dell'energia e consumo combustibili	19
5.2 Consumi idrici	20
5.3 Consumi di materie ausiliarie.....	20
5.4 Emissioni in atmosfera.....	20
5.5 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	30
5.6 Produzione di rifiuti	31
5.7 Rumore e vibrazioni.....	34
5.8 Cronoprogramma	37
5.9 Dichiarazione di non aggravio del rischio	37
5.10 Assoggettabilità a VIA.....	37
6 CONSIDERAZIONI FINALI E PRESCRIZIONI	38
7 TARIFFA ISTRUTTORIA	39
8 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	39



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

1 DEFINIZIONI

Autorità competente	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione generale per le valutazioni e le autorizzazioni 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'art. 29- <i>decies</i> del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Emilia Romagna.
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 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla Parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla Parte seconda del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4.
Commissione AIA-PPC	La Commissione istruttoria di cui all'art. 8-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..
Gestore	Raffineria Alma Petroli S.p.A., 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 nell'allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 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. 152/06 e s.m.i.).
Inquinamento	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 dei beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi (art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Modifica sostanziale di un progetto, opera o di un impianto

La variazione delle caratteristiche o del funzionamento ovvero un potenziamento dell'impianto, dell'opera o dell'infrastruttura o del progetto che, secondo l'Autorità competente, producano effetti negativi e significativi sull'ambiente.

In particolare, con riferimento alla disciplina dell'autorizzazione integrata ambientale, per ciascuna attività per la quale l'allegato VIII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., indica valori di soglia, è sostanziale una modifica all'installazione che dia luogo ad un incremento del valore di una delle grandezze, oggetto della soglia, pari o superiore al valore della soglia stessa (art. 5, comma 1, lett. 1-bis, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

Migliori tecniche disponibili (MTD)

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 e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.

Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Si intende per:

- 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; (art. 5, comma 1, lett. 1-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)

Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, comma 1, lett. 1-ter.1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).

Conclusioni sulle BAT

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, comma 1, lett. 1-ter.2 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Relazione di riferimento

Informazioni sullo stato di qualità del suolo e delle acque sotterranee, con riferimento alla presenza di sostanze pericolose pertinenti, necessarie al fine di effettuare un raffronto in termini quantitativi con lo stato al momento della cessazione definitiva delle attività. Tali informazioni riguardano almeno: l'uso attuale e, se possibile, gli usi passati del sito, nonché, se disponibili, le misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee che ne illustrino lo stato al momento dell'elaborazione della relazione o, in alternativa, relative a nuove misurazioni effettuate sul suolo e sulle acque sotterranee tenendo conto della possibilità di una contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte delle sostanze pericolose usate, prodotte o rilasciate dall'installazione interessata. Le informazioni definite in virtù di altra normativa che soddisfano tali requisiti possono essere incluse o allegate alla relazione di riferimento. Nella redazione della relazione di riferimento si tiene conto delle linee guida emanate dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 2, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, comma 1, lett. v-bis del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

I requisiti di controllo delle emissioni che specificano, in conformità a quanto disposto dall'articolo 29 sexies comma 6 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 integrata ambientale 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 (PMC) che è parte integrante della presente autorizzazione.

Il PMC è proposto, in accordo a quanto definito dall'articolo 29 quater comma 6 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., da ISPRA in sede di Conferenza dei servizi.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito <http://aia.minambiente.it>, al fine della consultazione del pubblico.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

**Valori Limite di
Emissione (VLE)**

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 nell'allegato X alla Parte Seconda 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 Terza del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. (art. 5, comma 1, lett. i-octies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

2 INTRODUZIONE

2.1 Atti presupposti

- Vista l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) alla ALMA Petroli S.p.A. per l'installazione IPPC sita nel Comune di Ravenna
- 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 lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2012-000299 del 02/05/2012, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale dell'installazione IPPC della Alma Petroli S.p.A., sita nel Comune di Ravenna, al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott. Antonio Fardelli – Referente Gruppo istruttore
 - Ing. Alessandro Martelli
 - Ing. Alberto Pacifico
 - Avv. David Roettgen
- Preso atto che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Arch. Alessandro M. Di Stefano – Regione Emilia Romagna
 - Ing. Laura Avveduti - Provincia di Ravenna
 - Dott.ssa Angela Vistola – Comune di Ravenna
- Preso atto che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Dr. Ing. Gaetano Battistella, Coordinatore
 - Ing. Carlo Carlucci, Referente
 - Dott.ssa Celine Ndong



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

2.2 Atti normativi

- Visto il D.Lgs. n. 152/2006 “ *Norme in materia ambientale*” (Pubblicato nella G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) e s.m.i.,
- Visto il D.L. n. 46 del 04/03/2014 (pubblicato in G.U. della Repubblica Italiana n. 72 del 27/03/2014 – Serie Generale) di recepimento della Direttiva comunitaria 2010/75/UE (IED)
- Visto L’articolo 5, comma 1, lettera l-bis del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. che riporta la definizione di modifica sostanziale dell’impianto.
- Visto l’articolo 6 comma 16 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.Lgs. n. 46/2014), che prevede che l’autorità competente nel determinare le condizioni per l’autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell’inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - 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
 - l’energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all’articolo 29-sexies, comma 9-quinquies.
- Visto L’art. 29, comma 1 del D.L. n. 46/2014 a norma del quale:
- “Per installazioni esistenti che svolgono attività già ricomprese all’Allegato I al decreto Legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, gli eventuali procedimenti di rilascio, rinnovo, riesame o modifica dell’autorizzazione integrata ambientale in corso alla data del 7 gennaio 2013 sono conclusi con riferimento alla normativa vigente all’atto della presentazione dell’istanza entro e non oltre settantacinque giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto . Resta salva la facoltà per i gestori di presentare per tempo istanza di adeguamento di tali procedimenti alla disciplina di cui al presente titolo.”*



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

- Visto l'articolo 29- *sexies*, comma 3 del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale *“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.”*
- Visto l'articolo 29- *sexies*, comma 3-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale *“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”*
- Visto l'articolo 29- *sexies*, comma 4 del D.Lgs. n. 152/2006. (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale *“Fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso”*
- Visto l'articolo 29- *sexies*, comma 4-bis del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale *“L'autorità competente fissa valori limite di emissione che garantiscono che, in condizioni di esercizio normali, le emissioni non superino i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) di cui all'articolo 5, comma 1, lettera l-ter.4), attraverso una delle due opzioni seguenti:*
- 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;*
 - 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. “*



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

- Visto l'articolo 29-*sexies*, comma 4-ter del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (come modificato dal D.L. n. 46/2014) ai sensi del quale "l'autorità competente può fissare valori limite di emissione piu' rigorosi di quelli di cui al comma 4-bis, se pertinenti, nei seguenti casi:
- a) quando previsto dall'articolo 29-*septies*;
 - 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"
- Visto l'articolo 29-*sexies*, comma 4-quater del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale "*I valori limite di emissione delle sostanze inquinanti si applicano nel punto di fuoriuscita delle emissioni dall'installazione e la determinazione di tali valori è effettuata al netto di ogni eventuale diluizione che avvenga prima di quel punto, tenendo se del caso esplicitamente conto dell'eventuale presenza di fondo della sostanza nell'ambiente per motivi non antropici. Per quanto concerne gli scarichi indiretti di sostanze inquinanti nell'acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dell'installazione interessata, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente.*"
- Visto l'articolo 29-*septies* del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- Visto l'articolo 29-*octies*, comma 4, lettera a) del D.Lgs. n. 152/2006 (come modificato dal D.L. n. 46/2014), a norma del quale . "*Il riesame è inoltre disposto, sull'intera installazione o su parti di essa, dall'autorità competente, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:*
- a) *a giudizio dell'autorità competente ovvero, in caso di installazioni di competenza statale, a giudizio dell'amministrazione competente in materia di qualità della specifica matrice ambientale interessata, l'inquinamento provocato dall'installazione è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite, in particolare quando è accertato che le prescrizioni stabilite nell'autorizzazione non garantiscono il conseguimento degli obiettivi di qualità ambientale stabiliti dagli strumenti di pianificazione e programmazione di settore;*"



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

- Visto le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 2008/1/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, che hanno recepito anche le linee guida a livello comunitario, e precisamente:
- il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 "*Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372*", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
 - il Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008 "*Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59*", pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;
- Esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- *Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries* - Febbraio 2003;
 - *Conclusioni sulle BAT concernenti la raffinazione di petrolio e gas* ai sensi della Direttiva 2010/75/UE (Decisione 2014/738/UE del 09/10/2014)

2.3 Atti e Attività istruttorie

- Esaminata l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) rilasciata con Decreto prot. DVA/DEC/2011/302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011) alla ALMA Petroli S.p.A. per l'installazione IPPC sita nel Comune di Ravenna.
- Esaminata l'istanza trasmessa dal Gestore e acquisita al prot. DVA/2015/17799 del 07/07/2015.
- Esaminata la comunicazione di avvio del procedimento istruttorio prot. DVA/2015/19332 del 23/07/2015.
- Vista la relazione predisposta dall'ISPRA, acquisita agli atti istruttori il 7 agosto 2015, prot. CIPPC/1528/2015.
- Vista la richiesta di integrazioni documentali trasmessa al Gestore con nota prot. DVA/2015/23347 del 17/09/2015, nella quale si chiede anche di integrare la tariffa considerando il procedimento rientrante in quelli previsti dall'allegato I al DM 24 aprile 2008, ossia istruttorie connesse a rilascio e aggiornamento per modifica sostanziale di AIA, anche a seguito di riesame.
- Vista la richiesta di proroga per la presentazione delle integrazioni, trasmessa dal Gestore con nota acquisita al prot. CIPPC/2015/1900 del 13/10/2015.
- Vista la nota dell'Autorità Competente, prot. DVA/2015/26807 del 27/10/2015, con la



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

quale si accetta la proroga richiesta dal Gestore per la presentazione delle integrazioni.

- Esaminate** le integrazioni documentali presentate dal Gestore in allegato alla nota acquisita al prot. DVA/2015/28876 del 18/11/2015.
- 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.
- Visto** l'aggiornamento della relazione predisposta dall'ISPRA, acquisita agli atti istruttori il 4/02/2016, prot. CIPPC/132/2016.
- Vista** la mail di trasmissione del Parere istruttorio conclusivo, inviata per l'approvazione in data 19/02/2016 prot. CIPPC/203/2016 e le relative osservazioni pervenute sempre per mail in data 22/02/2016, 23/02/2016 e 29/02/2016.
- Vista** la successiva mail di trasmissione del Parere istruttorio conclusivo, inviata per l'approvazione in data 12/04/2016 prot. CIPPC 618/2016 e le relative approvazioni.
- Vista** la nota di convocazione della Conferenza dei Servizi, acquisita dalla Commissione in data 06/05/2016, prot. CIPPC/795/2016.
- Viste** le osservazioni presentate dal Gestore con nota acquisita dalla Commissione in data 18/05/2016, prot. CIPPC/843/2016.
- Visto** il rinvio della Conferenza dei Servizi con nota acquisita dalla Commissione in data 30/05/2016, prot. CIPPC/908/2016.
- Vista** la mail del 31/05/2016 di inoltro dei suddetti documenti a tutto il gruppo istruttore, per eventuali commenti alle osservazioni del Gestore e le relative mail di riscontro del 6/06/2016 e 10/06/2016, acquisite dalla Commissione al prot. CIPPC/974/2016 in data 14/06/2016.
- Vista** la nota della Regione Emilia Romagna acquisita dalla Commissione al prot. CIPPC/967/2016. in data 13/06/2016.
- Viste** le determinazioni riportate nel verbale della Conferenza dei Servizi tenutasi in data 14/06/2016.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

3 DATI DELL'IMPIANTO

Ragione sociale	ALMA PETROLI S.p.A.
Sede legale	Via di Roma, 67 – 48121 Ravenna
Sede operativa	Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna
Recapiti telefonici	0544-696411
e-mail	raffineria@almapetroli.com
Tipo di impianto	Esistente
Tipo di procedura	Modifica non sostanziale
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e di gas Codice NACE 23 – Fabbricazione di coke e di prodotti della raffinazione di petrolio Codice NOSE-P 105.8 – Trasformazione di prodotti petroliferi
Gestore	Antonino Sciascia - Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna Recapito telefonico 0544.696411 e-mail a.sciascia@almapetroli.com
Referente IPPC	Chiara Agostini - Via Baiona, 195 – 48123 Ravenna Recapito telefonico 0544.696411 e-mail raffineria@almapetroli.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	SI (stabilimento soggetto a notifica ed alla presentazione del rapporto di sicurezza) ¹
Sistema di gestione ambientale	ISO 14001 - Certificato del Sistema di Gestione Ambientale del 29/07/20015 (scadenza 21/09/2018).

¹ In data 04/06/2015 è stato rilasciato dal CTR con provvedimento n. 10398 il Parere Tecnico Conclusivo dell'istruttoria svolta sul Rapporto di Sicurezza Alma Petroli.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

4 DESCRIZIONE DELLA MODIFICA PROPOSTA

Con nota acquisita al prot. DVA-2015-0017799 del 07/07/2015, il Gestore ha presentato istanza di modifica non sostanziale dell'AIA relativamente al revamping dell'attuale Centrale Termica di Raffineria. Tale revamping consiste nella sostituzione dell'attuale Caldaia Therma da 8.000.000 kcal/h (pari a 9,304 MW) con una Caldaia Bono (nel seguito del documento denominata "*BONO new*") di nuova installazione da 12.500.000 kcal/h (pari a 14,537 MW).

La nuova caldaia Bono andrà ad affiancare, nella produzione di energia termica, un'ulteriore Caldaia Bono già installata da 15.000.000 kcal/h (pari a 17,445 MW) - nel seguito del documento denominata "*BONO old*" - già presente in Raffineria ed autorizzata dall'AIA vigente.

Il revamping prevede altresì l'introduzione di un nuovo punto di emissione convogliata, collegato alla nuova caldaia Bono, in sostituzione dell'esistente punto di emissione collegato alla vecchia caldaia Therma, il quale verrà dismesso.

La modifica proposta dal Gestore prevede dunque il revamping delle seguenti sezioni appartenenti alla Centrale Termica di Raffineria:

1. Caldaie di generazione di energia termica;
2. Pompe di circolazione olio diatermico;
3. Evaporatori;
4. Pompe di alimentazione virgin nafta;
5. Rete di alimentazione metano;

Il Gestore descrive il progetto come utile al fine di ottimizzare le modalità di produzione di energia termica della Raffineria. Il Gestore dichiara che i due gruppi caldaia (Bono new e Bono old), a valle del revamping, funzioneranno in maniera alternativa l'una all'altra, nell'identica configurazione attualmente in esercizio con le 2 caldaie presenti (Bono old e Therma).

Inoltre, il progetto del Gestore prevede la sostituzione di apparecchiature e macchine (con relative tubazioni di collegamento complete di valvole e strumenti di controllo del processo) ritenute obsolete.

Nell'assetto attualmente autorizzato dall'AIA vigente, l'energia termica richiesta dal fabbisogno di Raffineria è prodotta mediante riscaldamento di olio diatermico all'interno delle 2 caldaie installate, Bono old e Therma, rispettivamente da 17,445 MW e 9,304 MW.

Nell'assetto futuro, descritto dal Gestore, la caldaie Therma (che attualmente viene utilizzata esclusivamente come caldaia di backup rispetto alla caldaia Bono old) verrà sostituita dalla Caldaia Bono new di maggiore potenza termica, al fine di ottenere maggiori garanzie di soddisfacimento del fabbisogno energetico di Raffineria.

Il progetto presentato dal Gestore prevede, nella configurazione modificata, che l'olio diatermico riscaldato venga inviato a 2 evaporatori di nuova installazione - in sostituzione degli attuali - ove viene prodotta la quantità di vapore necessaria.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC

ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore dichiara che la rete di adduzione del vapore alle utenze di Raffineria rimarrà invariata rispetto all'assetto impiantistico attuale ed autorizzato.

Il Gestore ha fornito l'elenco delle apparecchiature che verranno fisicamente sostituite, o che subiranno una modifica rispetto alle attuali condizioni operative (*Tabella 1*).

Il Gestore prevede di convogliare i fumi provenienti dalla nuova caldaia Bono ad un punto di emissione che sarà installato in sostituzione del camino esistente collegato alla vecchia caldaia Therma. Il Gestore, all'interno della nota acquisita al prot. DVA-2015-0028876 del 18/11/2015, per il nuovo punto di emissione prevede l'utilizzo della sigla identificativa E19.

Le caratteristiche geometriche del nuovo camino sono:

- altezza: 18,7 m
- diametro interno del condotto: 1,1 m

Il progetto presentato dal Gestore prevede, a valle del revamping, di utilizzare la caldaia di nuova installazione (Bono new) come caldaia principale della Centrale Termica, in ragione delle migliori prestazioni energetiche ed ambientali garantite dalla tecnologia più moderna.

Attualmente il Gestore è autorizzato dell'AIA all'esercizio della Centrale Termica nei seguenti 4 assetti di alimentazione:

1. gas naturale (NG);
2. virgin nafta (VN);
3. gas naturale + fuel gas derivante dalla fase di ossidazione (NG+FG);
4. virgin nafta + fuel gas derivante dalla fase di ossidazione (VN+FG).

Come già comunicato dal Gestore nell'ambito del procedimento istruttorio di cui all'ID 43/461, per il quale è stato rilasciato il Parere Istruttorio Conclusivo prot. DVA-2013-0003584 del 11/02/2013, il Gestore intende procedere ad un progressivo abbandono della virgin nafta quale combustibile, sostituendola interamente con il gas naturale.

Il Gestore dichiara che, nel mese di Giugno 2015, è avvenuto lo startup della sezione di lavaggio nafta e ad oggi è in corso il percorso di commercializzazione del prodotto risultante da tale operazione (commercializzazione prevista per la fine del 2015). Pertanto il Gestore prevede di abbandonare completamente l'utilizzo della virgin nafta come combustibile a partire dall'autunno 2015.

Tuttavia il Gestore dichiara che la nuova caldaia sarà predisposta per l'alimentazione multicompostibile, da sfruttare in condizioni di eventuale anomalia della rete metano o nel caso in cui vi siano periodi di difficoltà nella commercializzazione della virgin nafta.

All'interno della nota acquisita al prot. DVA-2015-0028876 del 18/11/2015, con la quale il Gestore ha trasmesso le integrazioni documentali, il Gestore ha fornito le caratteristiche tecniche della nuova caldaia in progetto, in particolare in termini di caratteristiche termodinamiche (es. quantità di



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

vapore prodotto, rendimento, pressione e temperatura operative, ecc..) e caratteristiche dei bruciatori.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Sigla apparecchiatura	Apparecchiatura sostituita	Descrizione apparecchiatura	Grandezza caratteristica	Ante revamping	Post revamping	Potenza elettrica installata [kW]	
						Ante revamping	Post revamping
PRod1	No	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	350	410	55	75
PRod2	No	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	270	312	45	55
PRod3	No	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	270	312	45	55
PCod4	SI	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	400	625	75	132
PCod5	SI	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	300	625	55	132
PCod6 (*)	No	Pompa circolazione olio diatermico	portata olio diatermico [m ³ /h]	300	-	55	-
EVO 1	SI	Evaporatore BONO SUD	portata vapore [t/h]	5	8	-	-
EVO 2	SI	Evaporatore BONO MARIOTTI	portata vapore [t/h]	5	8	-	-
Caldala 2	SI	Caldala THERMA DTO8000	potenzialità termica [kcal/h]	8.000.000	12.500.000*	22	45
P1201	SI	Pompa alimentazione virgin nafta	portata virgin nafta [m ³ /h]	1,9	1,9	2,2	2,2
P1202	(#)	Pompa alimentazione virgin nafta	portata virgin nafta [m ³ /h]	-	1,9	-	2,2
P1203 (∧)	No	Pompa alimentazione acqua demi ad evaporatori	portata acqua demi [m ³ /h]	11,2	17,8	15	15
P1204 (∧)	No	Pompa alimentazione acqua demi ad evaporatori	portata acqua demi [m ³ /h]	11,2	17,8	15	15

(*) Potenzialità della nuova caldaia Bono.

(°) La pompa non verrà rimpiazzata da una nuova.

(#) Apparecchiatura di nuova installazione.

(∧) Le due pompe non vengono sostituite. La modifica delle portate è indicata solo da una modifica delle condizioni di funzionamento.

Tabella 1 - Apparecchiature sostituite o che subiranno una modifica delle condizioni di funzionamento



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Si riporta di seguito quanto dichiarato dal Gestore.

Il Gestore dichiara che il generatore a fluido diatermico presenta le seguenti caratteristiche:

GENERATORE		
Parametro	U.M.	Valore
Potenzialità termica resa	kcal/h	12.500.000
	MWt	14,5
Temperatura massima esercizio fluido diatermico	°C	280
Salto termico	°C	50
Rendimento termico (con preriscaldatore di aria al 100-75%)	%	92-92,5

al quale verrà accoppiato un evaporatore a fascio tubiero con le seguenti caratteristiche:

EVAPORATORE		
Parametro	U.M.	Valore
Produzione vapore	kg/h	8.000
Temperatura acqua di alimento	°C	90 - 105
Pressione di timbro	bar	15

Per quanto riguarda l'impianto di combustione, il Gestore dichiara che sarà installato un bruciatore con testa di combustione di tipo industriale con piastra a registro di fiamma, in acciaio al carbonio verniciato, a marcia silenziosa, accensione elettrica, regolazione modulante elettronica e continua della portata.

Il Gestore conferma che la testa di combustione sarà del tipo multi-combustibile, in grado di bruciare gas naturale di rete, virgin nafta autoprodotta e fuel gas di raffineria.

Il Gestore dichiara inoltre che il bruciatore sarà del tipo "LNOx interno", pertanto presenterà un sistema di riduzione azoto con testata LOW NOX e ricircolo fumi interno al tubo fiamma per garantire emissioni limitate di NOx nei fumi di scarico.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

5 SINTESI DELLE VARIAZIONI RISPETTO AL DECRETO AIA

5.1 Gestione dell'energia e consumo combustibili

Il Gestore dichiara che l'intervento in progetto è finalizzato al miglioramento dell'efficienza energetica della centrale termica di Raffineria. Inoltre il progetto presentato dal Gestore prevede l'installazione di 5 motori elettrica ad alta efficienza con inverter in sostituzione dei 6 attualmente installati.

All'interno della nota acquisita al prot. DVA/2015/28876 del 18/11/2015, il Gestore ha trasmesso riscontro alle richieste di integrazione relative all'utilizzo di combustibili previsto nel nuovo assetto impiantistico.

Il Gestore ribadisce l'intenzione di massimizzare l'utilizzo di gas naturale rispetto alla virgin nafta, condizione che il Gestore dichiara essere già operativa da Luglio 2015 grazie a interventi attuati dal Gestore per la vendita della virgin nafta (impianto di lavaggio della virgin nafta e nuove dotazioni in banchina per le fasi di carico del prodotto su nave già autorizzati nell'ambito del procedimento istruttorio di cui all'ID 43/461).

Pertanto il Gestore descrive i 4 assetti di alimentazione possibili alla centrale termica:

- solo VIRGIN NAFTA (VN);
- solo GAS NATURALE (GN);
- VIRGIN NAFTA e FUEL GAS (VN+FG);
- GAS NATURALE e FUEL GAS (GN+FG).

e fornisce, per le diverse condizioni di alimentazione, le percentuali di incidenza rispetto al totale delle ore annue di funzionamento.

Alimentazione Nuova caldaia BONO (E19)	Incidenza sulle ore annue totali di esercizio
Solo VIRGIN NAFTA (VN)	4%
Solo GAS NATURALE (GN)	71%
VIRGIN NAFTA e FUEL GAS (VN+FG)	1%
GAS NATURALE e FUEL GAS (GN+FG)	24%

Tabella 4 - Incidenza stimata delle diverse tipologie di alimentazione per la nuova caldaia BONO sul totale delle ore annue di esercizio



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

5.2 Consumi idrici

Il Gestore dichiara che i consumi di risorse idriche sono legati ai reintegri di acqua per le caldaie e resteranno invariati rispetto allo stato attualmente autorizzato.

5.3 Consumi di materie ausiliarie

Il Gestore dichiara che il consumo di materie ausiliarie resterà invariato rispetto allo stato attualmente autorizzato. In particolare tra le materie ausiliarie di principale importanza il Gestore indica l'olio diatermico utilizzato quale vettore termico, il quale verrà necessariamente reintegrato periodicamente, nella stessa misura di quanto avviene nell'attuale assetto autorizzato.

5.4 Emissioni in atmosfera

Il Gestore prevede di convogliare i fumi provenienti dalla nuova caldaia Bono al punto di emissione E19 che sarà installato in sostituzione del Camino esistente collegato alla vecchia caldaia Therma.

Le caratteristiche geometriche del nuovo Camino sono:

- altezza: 18,7 m
- diametro interno del condotto: 1,1 m

Il Gestore dichiara che le emissioni puntuali provenienti dalla nuova caldaia, rientrano all'interno degli attuali limiti di Bolla.

Attualmente, la Bolla di Raffineria, prevede i seguenti limiti:

LIMITI BOLLA IN CONCENTRAZIONE [mg/Nm ³]							LIMITI BOLLA IN MASSA [t/a]				Camini attualmente autorizzati nel calcolo della bolla e relative fasi di provenienza
NOx	SO ₂	Polveri	CO	H ₂ S	COV	NH ₃ e composti a base di Cloro	NOx	SO ₂	Polveri	CO	
250	800	30	100	3	20	20	100	200	10	-	<u>E01</u> : Caldaia Therma <u>E02</u> : Caldaia Bono <u>E04</u> : Forno impianto di distillazione F102 <u>E05</u> : Forno impianto di distillazione F102A



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore nella tabella di seguito ha riportato i limiti emissivi puntuali garantiti dal produttore della nuova caldaia Bono in funzione dei diversi scenari di composizione del combustibile, valutati alla Massima Potenzialità Termica di 12.500.000 kcal/h, per gli inquinanti NO_x, CO e COT:

Limiti di emissione garantiti [mg/Nm ³]		Tipo di alimentazione			
		Natural Gas	Virgin Nafta	Natural Gas + Fuel Gas	Virgin Nafta + Fuel Gas
	NO _x	150	200	150	200
	CO	30	70	20	60
	COT	0	15	0	15

Pertanto il Gestore dichiara che per il parametro NO_x è garantita una riduzione delle concentrazioni delle emissioni puntuali:

attuale caldaia Therma 236 mg/Nm ³ (valori medi misurati tramite SME nel periodo 2011 – 2014)
nuova caldaia Bono 150 – 200 mg/Nm ³ (valori garantiti dal produttore)

Il Gestore inoltre dichiara che, mediamente, il fabbisogno termico della Raffineria si attesta intorno alle 9.000.000 kcal/h, pertanto ritiene che la condizione di Massima Potenzialità Termica sarà difficilmente raggiunta, considerato anche che, attualmente, non è previsto alcun incremento produttivo della Raffineria.

Il Gestore dichiara quindi che lo scenario emissivo previsto con l'installazione della nuova caldaia, oltre al rispetto degli attuali limiti di bolla, nonostante l'incremento di potenza termica massima (circa 5,2 MWt), garantisce anche la diminuzione delle concentrazioni di inquinanti essendo previsto che, nel corso di un anno di normale esercizio della raffineria, la caldaia sia principalmente alimentata a gas e che la virgin nafta autoprodotta sia sostanzialmente venduta a terzi.

Inoltre, il Gestore ribadisce che le due caldaie Bono previste nell'assetto futuro (Bono old e Bono new), saranno esercite in maniera alternativa e la caldaia di nuova installazione (Bono new) sarà gestita come caldaia principale e la vecchia (Bono old) come caldaia di backup.

Relativamente ai parametri COT e CO, si riportano le concentrazioni medie misurate dagli SME dei camini delle caldaie esistenti nel periodo 2011-2014:

E02 - Bono		E01 - Therma	
CO [mg/Nm ³]	COT [mg/Nm ³]	CO [mg/Nm ³]	COT [mg/Nm ³]
5,1	4,8	4,2	2,4

Il Gestore dichiara che i valori emissivi misurati nella caldaia Bono esistente (COT = 4,8 mg/Nm³) sono sensibilmente più bassi rispetto ai valori garantiti dal produttore della nuova caldaia Bono (COT = 15 mg/Nm³) nell'assetto che prevede l'utilizzo della virgin nafta.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore quindi ipotizza che le emissioni provenienti dalla nuova caldaia Bono saranno in linea con quelle riscontrate sulle attuali caldaie.

Il Gestore infine ritiene che con la previsione di alimentazione principale delle caldaie a gas naturale, stante la significativa vendita di virgin nafta autoprodotta, si avrà un significativo beneficio.

In merito il GI rileva la necessità di prevedere apposita prescrizione (riportata nel Capitolo 6) per garantire l'abbandono totale della virgin nafta nelle caldaie e quindi superare eventuali criticità legate al parametro COT.

Relativamente ai **parametri SO_x, polveri, H₂S e NH₃**, il Gestore dichiara che la modifica proposta non modificherà le attuali concentrazioni non essendo previste variazioni peggiorative dei combustibili utilizzati né modifiche degli impianti di trattamento secondari attualmente installati.

Si riportano pertanto i dati forniti dal Gestore, relativi al quadriennio 2011-2014, in confronto con i relativi valori di Bolla.

	E02 - Bono				E01 - Therma			
	SO _x [mg/Nm ³]	Polveri [mg/Nm ³]	H ₂ S [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]	SO _x [mg/Nm ³]	Polveri [mg/Nm ³]	H ₂ S [mg/Nm ³]	NH ₃ [mg/Nm ³]
Valore medio misurato	463	2,4	1,6	3,1	117,9 (*)	4,6	1,1	1,2
Valore limite di emissione	800	30	3	20	800	30	3	20

(*) Il valore così basso riscontrato nell'emissione della caldaia Therma è dovuto al fatto che tale caldaia veniva alimentata solamente a metano, a differenza della Bono (alimentata anche a virgin nafta).

Relativamente ai sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni, il Gestore dichiara che l'attuale SME dedicato ai sistemi di combustione sarà esteso – con gli opportuni aggiornamenti del sistema di calcolo dei valori di bolla e del Manuale di Gestione dello SME - anche al camino di nuova installazione per i parametri: NO_x, SO_x, COT, CO, polveri e HCl.

Il Gestore fornisce dunque l'elenco dei Camini attivi in Raffineria a valle del revamping previsto per la CTE² **ivi compreso il Camino E19 di nuova installazione che nella tabella il Gestore ha segnalato con l'identificazione provvisoria E01:**

² I camini ricompresi nel calcolo della bolla di Raffineria saranno soltanto E19, E02, E04 e E05



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

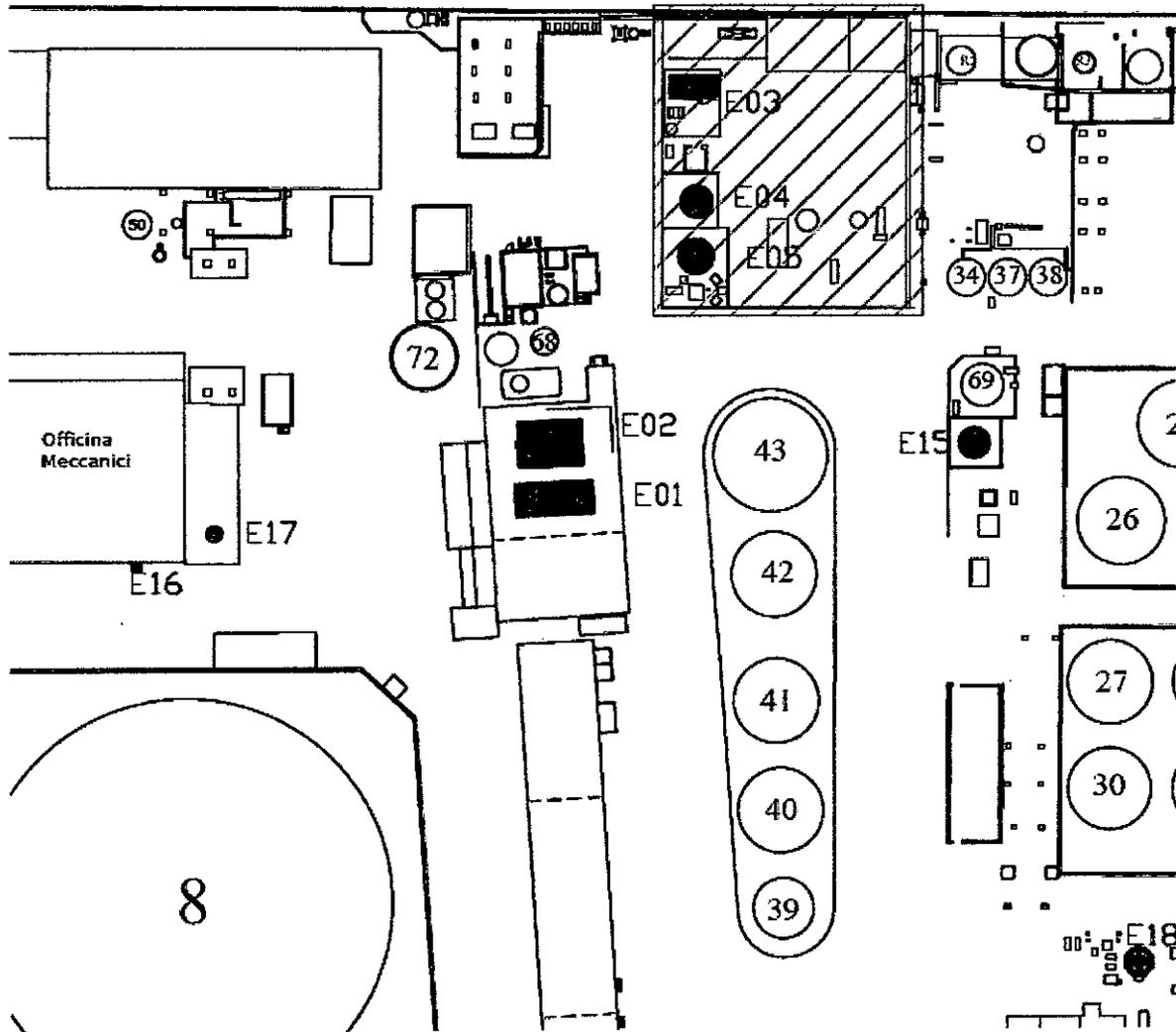
Camino	Unità asservite
E01	"Nuova" caldaia Bono
E02	"Vecchia" caldaia Bono
E03	Forno F106
E04	Forno F102
E05	Forno F102/A
E15	Impianto abbattimento vapori VEPAL
E16	Officina meccanica
E17	Impianto di cogenerazione
E18	Torcia di raffineria

Il Gestore ha fornito anche la planimetria aggiornata dei punti di emissione della Raffineria con le coordinate geografiche dei Camini (ivi compreso il camino E19 di nuova installazione che nella planimetria il Gestore ha segnalato con l'identificazione provvisoria E01).

Nelle seguenti figure si riporta lo stralcio planimetrico che individua il posizionamento dei punti di emissione convogliata e l'elenco delle coordinate geografiche dei Camini.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna



Elenco dei Punti di Emissione

N°	P.E.	DENOMINAZIONE	Ø in mm camino	H in mm da terra	LATITUDINE	LONGITUDINE
1	E01	Caldaia BOND mod.DMP 12500/CL+CH4	1100	18.745	N 44° 28,462'	E 12° 15,349'
2	E02	Caldaia BOND mod.DMP 15000/300/CL+CH4	930	15.900	N 44° 28,768'	E 12° 15,586'
3	E03	Forno MENESTRINA F106 DX	640	10.300	N 44° 28,781'	E 12° 15,624'
4	E04	Forno impianto distillazione F102	1040	32.260	N 44° 28,771'	E 12° 15,606'
5	E05	Forno impianto distillazione F102A	1060	34.200	N 44° 28,771'	E 12° 15,606'
6	E15	Imp.abbattimento vapori serbatoi(VEPAL)	650	18.800	N 44° 28,756'	E 12° 15,610'
7	E16	Imp. centralizzato punti di saldatura	216	8.000	N 44° 28,770'	E 12° 15,538'
8	E17	Imp.cogenerazione	350	9.500	N 44° 28,769'	E 12° 15,565'



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Con nota acquisita al prot. DVA/2015/28876 del 18/11/2015, il Gestore ha trasmesso riscontro alle richieste di integrazione relative alle emissioni in atmosfera.

Si riporta di seguito quanto dichiarato dal Gestore.

Il Gestore dichiara che la caldaia di nuova installazione sarà il principale sistema di produzione di energia di Raffineria, dunque in condizioni di esercizio ordinario le ore massime di funzionamento saranno pari a 8.760 ore/anno.

Nella seguente tabella si riportano le caratteristiche emissive di progetto del nuovo camino E19, nelle varie configurazioni di alimentazione alla caldaia previste dal Gestore (VN:solo virgin nafta, GN: solo gas naturale di rete, VN+FG: virgin nafta + fuel gas di raffineria, GN+FG: gas naturale di rete + fuel gas di raffineria).

Il Gestore dichiara che le portate, e di conseguenza i flussi di massa orari degli inquinanti, sono riportati in condizioni di massimo esercizio (100% dell'alimentazione prevista per le varie configurazioni) e anche in una condizione ritenuta dal Gestore di regime potenziale (60 % dell'alimentazione massima dei diversi assetti di combustibile).

Parametri	U.M.	Alimentazione			
		VN	GN	VN+FG	GN+FG
Portata fumi anidra (100% alimentazione combust.)	Nm ³ /h	16.932	15.256	19.433	17.808
Portata fumi anidra (60% alimentazione combust.)	Nm ³ /h	11.062	10.078	12.399	11.434
Concentrazione Ossidi di azoto (NOx)	mg/Nm ³	200	150	200	150
Concentrazione Monossido di carbonio (CO)	mg/Nm ³	70	30	60	20
Concentrazione Carbonio Organico Totale (COT)	mg/Nm ³	15	0	15	0
Flusso di massa NOx (100% alimentazione)	kg/h	3,4	2,5	3,4	2,5
Flusso di massa CO (100% alimentazione)	kg/h	1,2	0,5	1,0	0,3
Flusso di massa COT (100% alimentazione)	kg/h	0,3	0,0	0,3	0,0
Flusso di massa NOx (60% alimentazione)	kg/h	2,2	1,7	2,2	1,7
Flusso di massa CO (60% alimentazione)	kg/h	0,8	0,3	0,7	0,2
Flusso di massa COT (60% alimentazione)	kg/h	0,2	0,0	0,2	0,0

Tabella 1 - Parametri emissivi di progetto della nuova caldaia BONO (attesi)



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore, con nota prot. n. L/111/16 del 17/05/2016, ha precisato che quanto riportato in tabella 2 sono i valori effettivamente garantiti in emissione (anche a livello contrattuale) garantiti dal costruttore della caldaia e validi per qualsiasi condizione di alimentazione prevista.

Parametri	U.M.	Valori garantiti dal costruttore
Ossidi di azoto	mg/Nm ³	250
Monossido di carbonio	mg/Nm ³	100
Carbonio organico totale	mg/Nm ³	20

Tabella 2 – Concentrazioni in emissione garantite dal costruttore con qualsiasi alimentazione tra quelle previste

Relativamente agli altri parametri di Bolla (SO_x, Polveri, NH₃, HCl, H₂S), il Gestore dichiara che essi sono prevedibili al camino solamente nei periodi di esercizio NON esclusivo a Gas naturale e non sono stati forniti del costruttore in sede di progettazione.

Pertanto, il Gestore rimanda ai dati ottenuti nell'ultimo triennio dalle analisi (in continuo e in discontinuo) svolte sull'esistente caldaia BONO (Camino E02), come riportato nella seguente tabella.

Il Gestore dichiara che tali dati siano rappresentativi anche della caldaia BONO di futura installazione e ritiene che essi siano conservativi in quanto relativi a condizioni di esercizio con alimentazione significativa di virgin nafta.

Parametri	U.M.	Concentrazione attesa in emissione	Concentrazione massima in emissione
Ossidi di zolfo (SO _x)	mg/Nm ³	478	800
Polveri	mg/Nm ³	2,4	30
Ammoniaca (NH ₃)	mg/Nm ³	0,5 (*)	20
Idrogeno solforato (H ₂ S)	mg/Nm ³	0,7 (*)	3
Acido cloridrico (HCl)	mg/Nm ³	0,9	20

(*) In numerose occasioni l'analisi sull'emissione della BONO esistente ha fatto rilevare valori inferiori ai limiti di rilevabilità. In quei casi la media è stata determinata assumendo un valore pari alla metà del limite di rilevabilità stesso.

Tabella 3 – Concentrazioni attese e massime previste nell'emissione della Nuova caldaia BONO per i parametri rientranti nel calcolo di bolla ma non presenti tra quelli garantiti dal costruttore



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore ha fornito altresì la definizione dell'assetto di alimentazione medio atteso nel corso di un anno di normale esercizio della raffineria nelle condizioni attuali, ossia con la previsione di significativa vendita della virgin nafta prodotta e quindi alimentazione principale della caldaia a gas naturale.

Pertanto, sulla base dell'analisi storica, il Gestore ha stimato per le diverse condizioni di alimentazione le seguenti percentuali di incidenza rispetto al totale delle ore annue di funzionamento.

Alimentazione Nuova caldaia BONO (E19)	Incidenza sulle ore annue totali di esercizio
Solo VIRGIN NAFTA (VN)	4%
Solo GAS NATURALE (GN)	71%
VIRGIN NAFTA e FUEL GAS (VN+FG)	1%
GAS NATURALE e FUEL GAS (GN+FG)	24%

Tabella 4 - Incidenza stimata delle diverse tipologie di alimentazione per la nuova caldaia BONO sul totale delle ore annue di esercizio

In conclusione, relativamente ai flussi di massa orari attesi per i diversi inquinanti, mediati su base annua, il Gestore fornisce una tabella riepilogativa costruita secondo le seguenti assunzioni:



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

- per i parametri oggetto di specifica progettuale consegnata dal fornitore della caldaia (BONO ENERGIA), ossia Ossidi di azoto, Monossido di carbonio e Carbonio organico totale, sono stati utilizzati i flussi di massa orari indicati dal fornitore e già riportati nella precedente Tabella 1;
- per ottenere dei flussi orari medi annui di questi parametri sono state fatte le medie pesate dei flussi orari in Tabella 1 sulla base della percentuale di incidenza delle diverse condizioni di alimentazione previste riportate in Tabella 4;
- per i parametri di bolla non indicati nella specifica progettuale del fornitore:
 - data la similarità di impianto ed anche il fatto che non sono presenti particolari sistemi dedicati al trattamento di questi parametri né in assetto attuale né in assetto futuro, per le stime in oggetto sono stati utilizzati i flussi di massa orari desumibili dalle analisi condotte dal gestore dal 2013 sino ad oggi sulle emissioni della caldaia BONO esistente;
 - sono stati presi in considerazione i flussi di massa orari medi registrati dallo SME (periodo dal 01/01/2013 sino al 31/10/2015) per i parametri monitorati in continuo, ossia Ossidi di zolfo, Polveri e Acido cloridrico;
 - sono stati presi in considerazione i flussi di massa orari medi desumibili dalle analisi discontinue effettuate dal 01/01/2013 al 31/08/2015 per i parametri non monitorati in continuo, ossia Ammoniaca e Idrogeno solforato;
 - si è assunto conservativamente che i dati reali della caldaia BONO esistente utilizzati per la stima siano comparabili ad una condizione di progetto con alimentazione al 60%, pertanto questi valori sono stati poi riproporzionati per ottenere quelli indicati in tabella come relativi alla massima capacità produttiva (alimentazione 100%);
 - per considerare l'andamento nel corso dell'intero anno sono stati utilizzati anche i dati registrati dallo SME nei periodi di funzionamento della caldaia alternativa (THERMA).



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Si riporta di seguito la tabella fornita dal Gestore.

Parametri	U.M.	Flusso di massa orario (medio annuo)	
		Alimentazione 60%	Alimentazione 100%
Ossidi di azoto (NO _x)	kg/h	1,7	2,6
Monossido di carbonio (CO)	kg/h	0,3	0,5
Carbonio organico totale (COT)	kg/h	0,008	0,013
Ossidi di zolfo (SO _x)	kg/h	3,3	5,5
Acido cloridrico (HCl)	kg/h	0,009	0,014
Polveri	kg/h	0,022	0,036
Ammoniaca (NH ₃)	kg/h	0,0044	0,0073
Idrogeno solforato (H ₂ S)	kg/h	0,0045	0,0075

Tabella 5 - Flussi di massa orari attesi (medi annui) per la nuova caldaia BONO con alimentazione combustibili al 100% ed al 60%

Relativamente all'assetto emissivo dei Camini coinvolti nel calcolo della Bolla di Raffineria, il Gestore dichiara che i 4 punti di emissione convogliata facenti parte della bolla di raffineria NON possono essere in esercizio contemporaneo.

Pertanto, l'assetto di esercizio prevede l'utilizzo contemporaneo di soli 2 camini per volta (1 caldaia e 1 forno dell'impianto di distillazione), per un totale di 2 punti di emissione contemporaneamente in esercizio.

Il Gestore dichiara che, a livello istantaneo, la Bolla di Raffineria in realtà è composta da 2 sole emissioni convogliate.

Nella configurazione prevista dal Gestore si avrà, quindi, il seguente assetto:

1. Caldaia BONO di nuova installazione - caldaia principale (Camino E19) + forno impianto di distillazione F102A (Camino E05);
2. Caldaia BONO esistente - caldaia di backup (Camino E02) + forno impianto di distillazione F102 - solo per manutenzioni/ anomalie oppure per assetti impiantistici a basso carico (Camino E04).

Per quanto precedentemente espresso, il Gestore infine fornisce la descrizione dell'assetto emissivo completo dei 2 camini principali coinvolti nel calcolo della Bolla di Raffineria, in termini di flussi di massa attesi.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Parametri	U.M.	E05 - Forno F102A		E19 - Nuova Caldaia Bono	
		Allim. 60%	Allim. 100%	Allim. 60%	Allim. 100%
Ossi di azoto (NO _x)	t/a	6,5	10,9	14,8	22,6
Monossido di carbonio (CO)	t/a	0,2	0,4	2,9	4,4
Carbonio organico totale (COT)	t/a	0,1	0,2	0,1	0,1
Ossidi di zolfo (SO _x)	t/a	17,8	29,7	29,0	48,3
Acido cloridrico (HCl)	t/a	0,0	0,1	0,1	0,1
Polveri	t/a	0,1	0,2	0,2	0,3
Ammoniaca (NH ₃)	t/a	0,038	0,063	0,038	0,064
Idrogeno solforato (H ₂ S)	t/a	0,040	0,067	0,040	0,066

Tabella 6 - Flussi di massa annui attesi dalla caldaia e dal forno di processo principali

Parametri	U.M.	Flusso di massa annuo totale di bolla	
		Allim. 60%	Allim. 100%
Ossi di azoto (NO _x)	t/a	21,3	33,5
Monossido di carbonio (CO)	t/a	3,1	4,8
Carbonio organico totale (COT)	t/a	0,2	0,4
Ossidi di zolfo (SO _x)	t/a	46,8	78,0
Acido cloridrico (HCl)	t/a	0,108	0,180
Polveri	t/a	0,34	0,56
Ammoniaca (NH ₃)	t/a	0,076	0,127
Idrogeno solforato (H ₂ S)	t/a	0,080	0,133

5.5 Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Il Gestore dichiara che la nuova installazione non determinerà emissioni in fase liquida e che non vi sarà introduzione di nuove sostanze pericolose, in quanto le modalità di produzione dell'energia termica non variano rispetto all'assetto attualmente autorizzato.

Inoltre, il Gestore, nell'ottica della progressiva riduzione dell'utilizzo della Virgin nafta, dichiara che si avrà una riduzione dei rischi verso le matrici ambientali suolo, sottosuolo e acque sotterranee.

La sostituzione delle tubazioni prevista dal Gestore sarà comprensiva di valvole e strumenti di controllo su tutti i sistemi di circolazione della virgin nafta, gas metano, olio diatermico, acqua e



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

vapore. Il Gestore dichiara che saranno utilizzati materiali di qualità superiore agli esistenti e moderne tecniche di progettazione, offrendo maggiori garanzie di tenuta e minimizzando la possibilità di trafilamenti e perdite.

Il Gestore, inoltre, ha in progetto l'installazione di nuove cordolature nelle aree interne della centrale termica, già pavimentate. In particolare le aree interessate saranno quelle in corrispondenza delle pompe di circolazione dell'olio diatermico, della virgin nafta e dell'acqua demi.

5.6 Produzione di rifiuti

Il Gestore dichiara che l'intervento di smantellamento delle vecchie apparecchiature e la costruzione delle nuove installazioni, comporterà una produzione non trascurabile di rifiuti.

Il Gestore evidenzia la presenza di una specifica procedura (A-GES-P2) di "Gestione dei rifiuti" inserita all'interno del Sistema di Gestione Ambientale adottato in Raffineria (ISO 14001). Tale procedura disciplina la gestione, lo smaltimento o il recupero dei rifiuti prodotti all'interno della Raffineria e dichiara che tale procedura verrà estesa anche ai nuovi rifiuti prodotti.

Il Gestore sottolinea che si prevede una significativa produzione di rottami ferrosi che il Gestore intende avviare ad operazioni di recupero.

Il Gestore, infine, dichiara che, una volta terminato l'intervento di sostituzione della caldaia, nel medio termine si avrà una riduzione della produzione di rifiuti legata alle operazioni di manutenzione periodica.

All'interno della nota acquisita al prot. DVA-2015-0028876 del 18/11/2015, il Gestore ha trasmesso riscontro alle richieste di integrazione relative alla produzione di rifiuti.

Di seguito si riportano i quantitativi stimati dei rifiuti che saranno prodotti dall'intervento in progetto.

Codice CER	Pericoloso	Origine rifiuto	Quantitativo prodotto stimato [kg]
170405	NO	Carpenterie smantellate (acciaio)	5.600
170405	NO	Piping smantellato (acciaio)	30.700
170405	NO	Smantellamento caldaia Therma (acciaio)	21.000
170405	NO	Smantellamento evaporatori (acciaio)	9.000
160214	NO	Smantellamento macchine e motori	510
170603*	SI'	Smantellamento coibentazioni (lana di roccia)	6.500

Relativamente alle modalità di deposito il Gestore dichiara che il materiale in acciaio sarà depositato in area dedicata sotto tettoia, mentre le macchine/motori verranno depositati in un'area apposita antistante le officine meccanica ed elettrostrumentale.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Il Gestore dichiara inoltre che le coibentazioni in lana di roccia saranno raccolte invece in big-bags poi depositati in area dedicata coperta.

Il Gestore dichiara che tutti i rifiuti non pericolosi indicati saranno avviati a recupero presso impianti esterni autorizzati e per un quantitativo massimo stimato pari a 66.810 kg.

Il Gestore dichiara che il rifiuto con codice CER 170603*, ossia il rifiuto derivante dallo smantellamento delle coibentazioni in lana di roccia, sarà avviato a smaltimento presso impianti esterni autorizzati.

Il Gestore, in Allegato 1 alla nota prot. DVA/2015/28876 del 18/11/2015, ha fornito la planimetria dei depositi e stoccaggi nella quale sono segnalate le aree coinvolte.

Rimandando a tale allegato per una corretta e intelligibile visualizzazione della planimetria, si riporta l'identificazione numerica delle aree di stoccaggio e deposito rifiuti e i codici CER ivi conferiti.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

Cod. Alma	Cod. CER	Tipologia rifiuto
1	050106*	Liquido oleoso da apparecchiature ed operazione di manutenzione
3	150103	Zona di raccolta legno
4	170402	Rottami di alluminio
6	170405	Rottami di ferro
7	170411	Cavi di rame ricoperto
8	200301	Rifiuti speciali assimilabili agli urbani
13	160214	Apparecchiature fuori uso
15	170503*	Terre e rocce contenenti sostanze pericolose
19	150202*	Stracci, indumenti protettivi, materiali assorbenti e filtranti
20	170603*	Lana di roccia e materiali isolanti (lana di roccia e di vetro)
21	150110*	Imballaggi contaminati da sostanze pericolose
24	160213*	Apparecchiature fuori uso contenenti componenti pericolosi
26	200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio
28	060602*	Soda esausta da assorbimento gas
30	200133*	Batterie ed accumulatori esausti
31	190904	Carbone attivo esaurito
34	130205*	Olio esausto
37	150111*	Contenitori a pressione vuoti (bombolette spray)
39	191302	Carbone attivo esausto da impianto Pump & Treat
40	120121	Mole ed elettrodi



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

5.7 Rumore e vibrazioni

Il Gestore dichiara che le installazioni previste non comporteranno nuove sorgenti di vibrazioni. Difatti il Gestore evidenzia che le pompe e i motori di nuova installazione andranno a sostituire apparecchiature obsolete e, in virtù delle moderne tecniche di realizzazione, andranno a generare livelli di vibrazioni meccaniche al più in linea con l'attuale installato.

Relativamente al rumore il Gestore dichiara che l'intervento non introdurrà nuove fonti di rumore significative ai sensi della Legge n.447 del 26/10/1995 e s.m.i., bensì, in virtù della loro moderna realizzazione, saranno caratterizzate da livelli di rumorosità inferiori o al più pari a quelli prodotti dall'attuale installato.

All'interno della nota acquisita al prot. DVA/2015/28876 del 18/11/2015, il Gestore ha trasmesso riscontro alle richieste di integrazione relative alla valutazione previsionale dei livelli di emissione sonora dovuti alle nuove installazioni.

Il Gestore in Allegato 3 alla suddetta nota ha fornito tale documentazione redatta nel Novembre 2015.

Si riportano di seguito i risultati della caratterizzazione delle sorgenti sonore analizzate e le conclusioni relative al progetto di revamping della Centrale Termica.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

n°rilevo/postaz.	TIPOLOGIA SORGENTE	Durata (mm.ss)	L _{eq} (dBA)	CT (Hz)	applicabilità KT (ISO226:2003)
#571-P1	TORRE DI RAFFREDDAMENTO	03.00	77.7	--	--
#572-P2	IMPIANTO DI RIFLUSSO/STOCCAGGIO DISTILLATI VACUUM	03.00	81.7	630	no
#573-P3	IMPIANTO DI CONFEZIONAMENTO BITUME IN PANI (PORTONE INGRESSO)	03.00	77.8	--	--
#574-P3A	IMPIANTO DI CONFEZIONAMENTO BITUME IN PANI (BOCCHETTA DI SFIATO)	03.00	86.6	250	no
#575/P19	IMPIANTO DI CONFEZIONAMENTO BITUME IN PANI (COMPRESSORE ESTERNO)	03.00	76.8	--	--
#576/P4	IMPIANTO DISTILLAZIONE	03.00	84.6	20 e 40	no
#588/P5	IMPIANTO OSSIDAZIONE BITUME, POMPA A VAPORE	03.00	76.8	--	--
#577/P6	POMPE DI ALIMENTAZIONE IMPIANTO DISTILLAZIONE	03.00	73.2	25	no
n°rilevo/postaz	TIPOLOGIA SORGENTE	Durata (mm.ss)	L _{eq} (dBA)	CT (Hz)	applicabilità KT (ISO226:2003)
#273	CALDAIA THERMA	02.01	80.3	315	si
#277	POMPE CIRCOLAZIONE OLIO DIATERMICO	02.05	86.3	--	--
#273	EVAPORATORE BONO SUD	03.09	77.5	50 e 90	no
#279	BANCINTELLA DELLA CENTRALE TERMICA	02.50	81.1	80	no
#582/P13	LOCALE CENTRALE TERMICA	03.00	74.3	--	--
#583/P14	POMPE OLIO DIATERMICO	03.00	89.5	--	--
#584/P15	IMPIANTO OSMOSI	03.00	79.0	--	--
#585/P16	TRASFORMATORE DI CORRENTE	03.00	68.3	--	--
#586/P17	COGENERATORE	03.00	74.2	6300	no
#587/P18	POMPE ACQUA RAFFINERIA	03.00	81.2	--	--
#613/P20	PESA INGRESSO (USCITA) AUTOBOTTI	02.55	75.2	--	--
#614/P20	PESA INGRESSO (USCITA) AUTOBOTTI	02.37	75.0	--	--
#615/P21	PENSILINA CARICO GASOLIO E NERI	42.00	69.2	--	--
#271	CALDAIA THERMA	02.46	83.0	31.5	no
#272	CALDAIA THERMA	01.01	80.3	315	si



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

5.8 Cronoprogramma

Il Gestore, nelle integrazioni trasmesse con nota acquisita al prot. DVA-2015-0028876 del 18/11/2015, ha previsto una variazione al cronoprogramma inizialmente trasmesso, secondo quanto riportato di seguito:

Dicembre 2016	Avvio dei lavori
Aprile 2017	Fine dei lavori
Maggio 2017	Messa in esercizio della nuova caldaia Bono

5.9 Dichiarazione di non aggravio del rischio

Il Gestore dichiara di aver provveduto a presentare (con prot. L/148/15 del 11/05/2015) all'Autorità Competente in materia (CTR dei VVF dell'Emilia Romagna) e al Comando Provinciale dei VVF di Ravenna, la Dichiarazione di non aggravio del rischio di cui al D.M. 09/08/00, per la quale il Gestore ha ricevuto la presa d'atto da parte dell'Autorità con prot. 11909 del 26/06/2015.

5.10 Assoggettabilità a VIA

Il Gestore dichiara che la modifica proposta:

- ✓ non prevede modifiche impiantistiche che comportino incrementi di potenzialità della Raffineria;
- ✓ non provoca effetti negativi e significativi sull'ambiente.

Pertanto, il Gestore ritiene che la richiesta di modifica non risulti soggetta alla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA, ai sensi dell'Art. 20, comma 1, lettera b) del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

6 CONSIDERAZIONI FINALI E PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore:

- considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e s. m. i., presupposto di fatto essenziale per lo svolgimento dell'istruttoria (restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti);
- considerato che il rispetto dei valori di bolla della Raffineria previsti dall'AIA con provvedimento del 7 giugno 2011, n. DVA/DEC/2011/302, restano impregiudicati dal presente parere;
- considerato che il numero di 4 camini coinvolti nel calcolo della Bolla di Raffineria rimane invariato e che le loro caratteristiche sono simili a quelli autorizzati nell'assetto attuale;
- considerato che nell'ambito del prossimo riesame sull'intera raffineria alla luce delle BAT Conclusions del 9 ottobre 2014 concernenti la raffinazione di petrolio e gas, saranno valutati anche gli eventuali adeguamenti dei valori di bolla di raffineria, del parere istruttorio conclusivo del 10 febbraio 2011, prot. CIPPC/2011/219, nonché gli eventuali limiti puntuali per i camini coinvolti nel calcolo della Bolla di Raffineria, ivi incluso il Camino E19 di nuova installazione;

ritiene l'istanza accoglibile e pertanto è autorizzato l'esercizio della nuova Caldaia BONO, a partire dalla data della sua messa a regime, e del nuovo punto di emissione, camino E19, ad essa collegato, nel rispetto degli attuali limiti di Bolla, alle seguenti condizioni:

- 1. Si prescrive al Gestore, fatto salvo quanto riportato al punto 2, la cessazione totale dell'utilizzo della virgin nafta sia per la vecchia caldaia BONO che afferisce al camino E02, che alla nuova Caldaia BONO che afferisce al camino E19, a partire dalla data di messa a regime della nuova Caldaia BONO al fine di garantire un ulteriore miglioramento dello scenario emissivo. Pertanto risultano autorizzati solo 2 scenari di composizione del combustibile: gas naturale e gas naturale + fuel gas.**
- 2. Si prescrive al Gestore la possibilità all'uso limitato della virgin nafta nelle fattispecie e condizioni sotto riportate, e comunque in quantità non superiore al 5% su base annua, fermo restando il rispetto dei limiti di bolla:**
 - a. in condizioni di emergenza dell'installazione diverse dall'esercizio normale;**
 - b. per esigenze derivanti da manutenzioni ordinarie e straordinarie dell'installazione;**
 - c. in caso di disservizi della rete di fornitura di gas naturale.**
- 3. Si prescrive al Gestore, con riferimento alle fattispecie di cui al punto 2, l'obbligo di registrazione e comunicazione annuale degli eventuali episodi e della durata dei periodi di funzionamento delle caldaie con alimentazione a virgin nafta, da inserire nel report annuale previsto nel PMC.**



Commissione Istruttoria AIA-IPPC
ALMA PETROLI S.p.A. - Raffineria di Ravenna

- 4. Si prescrive al Gestore di dotare il nuovo Camino E19 di un Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni per gli stessi parametri attualmente soggetti a monitoraggio in continuo per l'esistente Camino E01.**

Restano a carico del Gestore tutte le prescrizioni del Decreto AIA prot. DVA/DEC/2011/302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011).

7 TARIFFA ISTRUTTORIA

Si ritiene la tariffa versata dal Gestore congrua ai sensi dell'Allegato III del D.M. 24/04/2008.

8 PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Le modifiche proposte dal Gestore comportano l'aggiornamento del PMC allegato al Decreto di AIA, prot. DVA/DEC/2011/302 del 07/06/2011, con riferimento al nuovo camino E19 collegato alla nuova caldaia Bono, nonché inserire nel report annuale quanto previsto nella prescrizione n. 3.

Roma 16.06.2016



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA TUTELA
DEL TERRITORIO E DEL MARE
e Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali

REGISTRO UFFICIALE - INGRESSO
Prot. 0016180/DVA del 17/06/2016

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

**OGGETTO: Trasmissione Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC_6) della domanda di AIA
presentata da ALMA PETROLI S.P.A. - Raffineria di Ravenna – ID 914**

In riferimento al Parere Istruttorio Conclusivo relativo all'impianto di cui all'oggetto, prot. CIPPC-978/2016 del 15/06/2016, 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.



Il Responsabile dell'accordo di collaborazione
ISPRA/MATTM sull'attività IPPC
Dott. Claudio Campobasso



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Decreto legislativo n.152 del 03/04/2006 e s.m.i.

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

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE	ALMA PETROLI S.P.A.
LOCALITÀ	RAVENNA
DATA DI EMISSIONE	16/06/2016
NUMERO TOTALE DI PAGINE	56

Ing. Carlo Carlucci – Referente
Dr. Ing. Gaetano Battistella - Coordinatore



INDICE

NOTA ALLE MODIFICHE APPORTATE AL PMC ALLEGATO AL DECRETO AIA	4
PREMESSA	6
FINALITA' DEL PIANO	6
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	6
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI	8
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	8
1.1 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie.....	8
1.2 Consumo di combustibili	9
1.3 Caratteristiche dei combustibili.....	9
1.4 Bilancio dello zolfo	11
2. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI.....	11
2.1 Consumi idrici	11
2.2 Consumi energetici.....	12
3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA.....	12
3.1 Emissioni convogliate in aria: dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative	12
3.2 Unità di lavaggio off-gas	14
3.3 Torcia di emergenza	14
3.5.1 Metodi di misura.....	16
3.4 Emissioni non convogliate in aria	18
3.4.1 Sistema di abbattimento VOC – Vasche API:	18
3.4.2 Programma LDAR	19
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	22
5. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE.....	26
6. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY	26
7. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA	28
8. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI	29
9. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	30
10. MONITORAGGIO ODORI.....	31
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI	32
11. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI	32
11.1 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate	32
11.2 Metodi di analisi/misurazione del gas di Raffineria (fuel gas)	33
11.3 Metodi di analisi elementare della Virgin nafta	33
11.4 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali	33
11.5 Calcolo concentrazione SO ₂	34
11.6 Determinazione fattore emissione NO _x e controllo del CO.....	34
11.7 Metodi analisi acque reflue	35
11.8.1 Misure continue	35
11.8.2 Misure di laboratorio	36
11.8.3 Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee	38
11.8 Metodo di misura del rumore	40
12. ATTIVITA' DI QA/QC.....	40



12.1	<i>Sistema di monitoraggio in continuo (SME)</i>	40
12.2	<i>Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi</i>	44
12.3	<i>Analisi delle acque in laboratorio</i>	44
12.4	<i>Campionamenti</i>	45
SEZIONE 3 - REPORTING		46
13.	COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	46
13.1	<i>Definizioni</i>	46
13.2	<i>Validazione dei dati</i>	47
13.3	<i>Indisponibilità dei dati di monitoraggio</i>	48
13.4	<i>Eventuali non conformità</i>	48
13.5	<i>Reporting in situazioni di emergenza</i>	48
13.6	<i>Obbligo di comunicazione annuale</i>	49
13.7	<i>Dichiarazione di conformità all'AIA</i>	52
13.8	<i>Gestione e presentazione dei dati</i>	52
13.8.1	<i>Conservazione dei dati provenienti dallo SME</i>	52
14.	RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO	53
15.	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	53

**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 rilasciato con prot. DVA-DEC-2011-0000302 del 07/06/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Serie Generale n. 148 del 28/06/2011).

Il presente PMC è stato aggiornato sulla base delle seguenti modifiche:

1. **Modifica non sostanziale di AIA** richiesta dal Gestore (nota prot. L/292/12 del 14/09/2012) per la variazione delle modalità di monitoraggio dello scarico idrico SF1 (**ID 43/427**).
2. **Modifica non sostanziale di AIA** richiesta dal Gestore (nota prot. L/293/12 del 14/09/2012) per la variazione del profilo analitico per il monitoraggio dei punti di emissione in atmosfera E03 e E17 (**ID 43/428**).
3. **Modifica non sostanziale di AIA** richiesta dal Gestore (nota prot. n. L/234/13 del 04.06.2013) per la proroga dei termini di installazione della torcia di emergenza U9000 (**ID 43/565**). A valle del Verbale di ispezione dalle Autorità di Controllo, prot. DVA-2014-0026044 del 06/08/2014 e del report annuale – per l'esercizio 2014 - trasmesso dal Gestore con nota prot. DVA-2015-0011233 del 27/04/2015, risulta che la Torcia è installata e attualmente in esercizio.
4. **Riesame di AIA**, di cui all'avvio di procedimento prot. DVA-2015-0019332 del 23/07/2015 (**ID 43/914**), relativo al revamping dell'attuale Centrale Termica di Raffineria (sostituzione della vecchia caldaia THERMA con una nuova caldaia BONO) e installazione di un nuovo punto di emissione convogliata E19 (in sostituzione del punto di emissione convogliata E01).

N° aggiornamento	Nome documento	Data documento	Modifiche apportate
0-1-2	Alma Petroli_pmc2	09/02/2011	PMC originario di AIA
3	Alma Petroli_pmc3	29/11/2012	<p style="text-align: center;"><u>ID 43/427</u> Capitolo 3: aggiornamento tabella monitoraggio punti di emissione convogliata E03 e E17 (frequenze).</p> <p style="text-align: center;"><u>ID 43/428</u> Capitolo 4: aggiornamento tabella monitoraggio scarico SF1 (frequenze).</p>
4-5-6	AlmaPetroli S.p.A. - Raffineria di Ravenna - PMC6 - post ID 914	15/06/2016	<p style="text-align: center;"><u>Aggiornamento generale</u></p> <p>Al fine di uniformare il format del PMC alle versioni correnti è stato effettuato:</p> <ul style="list-style-type: none">• riepilogo degli aggiornamenti del PMC effettuati a seguito dei procedimenti di modifica di AIA• aggiornamento della disposizione e della



			<p>numerazione dei capitoli e dei paragrafi;</p> <ul style="list-style-type: none">• opportuni aggiornamenti normativi;• aggiornamento quadro sinottico delle attività a carico del Gestore e dell'Autorità di Controllo. <p><u>ID 43/565</u></p> <p>Paragrafo 3.3: aggiornamento monitoraggio torcia di emergenza U900.</p> <p><u>ID 43/914</u></p> <p>Paragrafo 1.2: Inserimento del monitoraggio delle quantità di Virgin nafta consumate e registrazione eventi di utilizzo;</p> <p>Paragrafo 1.3 e 11.3: Eliminazione dei controlli sulle caratteristiche dell'olio combustibile e inserimento controlli sulle caratteristiche della Virgin nafta;</p> <p>Capitolo 3: Aggiornamento tabella monitoraggio punti di emissione convogliata con inserimento del monitoraggio in continuo al Camino E19, da eseguirsi a far data dall'avviamento della nuova caldaia BONO.</p>
--	--	--	---

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

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

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

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

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

Per quanto non specificato nel presente Piano di Monitoraggio e Controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento Allegato alla domanda di AIA: Allegato E4 "Piano di monitoraggio e Controllo".

FINALITA' DEL PIANO

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

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

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

DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI



Tutti i sistemi di controllo e monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo:

1. in caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito;
2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

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

PROCEDURE GESTIONALI E ORGANIZZATIVE

Il Gestore deve dotarsi di un "Registro degli adempimenti ALA" 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.

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

**SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI****1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI****1.1 Consumo/Utilizzo di materie prime ed ausiliarie**

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime ed ausiliarie utilizzate, come precisato nella seguente Tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 1 - Consumi di materie prime e ausiliarie

Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Greggio Sarago Greggio Venezuelano	Volume serbatoi e calcolo della massa	Quantità totale consumata	Tonnellate	Alla ricezione	Compilazione <i>file</i>
Combustibile interno, Fuel Gas, Metano	Contatori su singoli forni di processo			Giornaliera	
Bitume	Pesatura all'ingresso e calcolo della massa			Giornaliera	
Gasolio	Pesatura all'ingresso e calcolo della massa			Giornaliera	
Slop	Pesatura all'ingresso e calcolo della massa			Giornaliera	
Prodotti finiti o Semilavorati	Pesatura all'ingresso o volume dei serbatoi e calcolo della massa			Alla ricezione	
Chemicals impianti (cloruro ferrico, soda caustica, ammoniaca, olio diatermico, ecc)	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino			Giornaliera	
Additivo anticorrosione	bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	



Tipologia	Metodo di misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Disperdente antifouling	Bolla di consegna al magazzino			Alla ricezione	

Mensilmente deve essere effettuata l'analisi elementare (evidenziandone in particolare la percentuale di zolfo) del greggio indicati in Tabella 1 ed il Gestore deve indicare nel Rapporto analitico la provenienza (unità di processo) del campione analizzato e le ragioni della sua rappresentatività.

1.2 Consumo di combustibili

Deve essere registrato il consumo dei combustibili utilizzati, come precisato nella seguente tabella. Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Consumo Combustibili

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Fuel Gas (off-gas)	Quantità totale consumata	Kg	Giornaliera	Compilazione file
Metano	Quantità totale consumata	Kg	Giornaliera	Compilazione file
Virgin nafta	Quantità totale consumata	Kg	Giornaliera nei casi di utilizzo *	Compilazione file

* I casi di utilizzo autorizzati sono quelli elencati nelle prescrizioni del Parere Istruttorio Conclusivo, Capitolo 6, per il procedimento identificato con l'ID 43/914

In assenza eventuale di un sistema di contatori volumetrici del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO₂, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze.

Come da prescrizioni del Parere Istruttorio Conclusivo per il procedimento identificato con l'ID 43/914, il Gestore dovrà elencare, nel report annuale, tutti gli eventi di utilizzo della Virgin nafta in luogo del Gas metano, esplicitandone i quantitativi, la durata e le motivazioni.

1.3 Caratteristiche dei combustibili

Il Gestore deve utilizzare combustibili di caratteristiche qualitative conformi a quanto riportato nel D.Lgs 152/06 e s.m.i. e pertanto deve produrre documentazione sulle analisi delle caratteristiche dei combustibili per ciascun lotto venduto sul territorio nazionale, come specificato nel seguito, con campionamenti significativi dei combustibili bruciati in caso di miscele di diverse tipologie.

Metano



Per il Metano 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.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Fuel Gas

Per il Fuel Gas 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.

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Rapporto C/H	-

Virgin nafta

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.

Parametro	Unità di misura
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 50°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
Zolfo	%p



1.4 Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza annuale, 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. CONSUMI IDRICI ED ENERGETICI

2.1 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare per raffreddamento; acqua dolce per uso igienico-sanitario, demi, raffreddamento, processo industriale; reintegro antincendio).

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

Tabella 2 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acquedotto ad uso industriale fornite dall'azienda HERA S.p.A.	Contatore	Produzione di vapore e fasi del ciclo produttivo	m ³	Settimanale	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Canaletta C.E.R. "Canale Emiliano Romagnolo")		A servizio per i sistemi di raffreddamento, antincendio e lavaggio			
Acquedotto ad uso potabile fornite dall'azienda HERA S.p.A.		Usi civili			
Acque meteoriche Rete Bianca		Altro: Acqua di Raffreddamento e antincendio, ecc			
Acque meteoriche Rete Nera		Altro: Acqua di Raffreddamento e antincendio, ecc			

Si ricorda che è presente una presa a mare situata sulla banchina (autorizzata dalla Capitaneria di Porto di Ravenna il 05/08/1992) e capace di prelevare acqua salmastra: è da sottolineare come tale presa a mare non sia collegata ad alcun utilizzo produttivo dell'impianto ma possa venir **utilizzata solo** ed esclusivamente dal sistema antincendio in caso di emergenza.





2.2 Consumi energetici

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

Tabella 3 - Consumi di energia elettrica e termica

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

3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

3.1 Emissioni convogliate in aria: dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative

Al fine di verificare il rispetto della prescrizione dell'AIA relativa ai limiti alle emissioni, e in accordo con le metodologie di riferimento per il controllo analitico, devono essere effettuati i controlli previsti per i punti di emissione convogliata le cui fasi e dispositivi di provenienza e coordinate geografiche sono indicati nella tabella seguente per come dichiarati dal Gestore.

Sigla camino	Unità di provenienza	Coordinate Geografiche	
		Latitudine N	Longitudine E
E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA)	Fase 2 Caldaia THERMA	44° 28,762'	12° 15,588'
E02	Fase 2 - Caldaia BONO	44°28,768'	12° 15,586'
E03	Fase 1.4 - Forno F106	44°28,781'	12° 15,624'
E04	Fase 1.3 - Forno 102	44°28,771'	12° 15,606'
E05	Fase 1.3 - Forno 102A	44°28,771'	12° 15,606'
E15	Fase 1.1 - 1.7 - Impianto abbattimento vapori serbatoi VEPAL	44°28,756'	12° 15,610'
E16	Punto di saldatura officina meccanica	44°28,770'	12° 15,538'
E17	Impianto di cogenerazione	44°28,769'	12° 15,565'
E19 (da messa a regime	Fase 2 Caldaia BONO di nuova	A cura del Gestore	A cura del Gestore



nuova Caldaia BONO)	installazione	ad avvenuta installazione del Camino	ad avvenuta installazione del Camino
---------------------	---------------	--	--

Nel primo rapporto annuale dovrà essere trasmesso l'elenco aggiornato delle coordinate di tutti i principali punti di emissione convogliata

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

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

Inquinante / Parametro	Punto di emissione	Frequenza di monitoraggio	Metodi di riferimento
SO _x , NO _x , COT, CO, HCl, Polveri, Portata, Vapore d'acqua, Temperatura, Pressione, tenore di ossigeno dei fumi O ₂ , Umidità	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Continua	NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale
Arsenico, Cobalto, Cadmio, Cromo, Mercurio, Piombo, Rame, Fluoro, Selenio, Zinco, PM ₁₀ , IPA, H ₂ S, NH ₃ , Cloruri, Solfuri, Solfati, PCB, PCDD/PCDF, Amianto	E01 (fino a dismissione Caldaia THERMA) E02 E04 E05 E19 (da messa a regime nuova Caldaia BONO)	Bimestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato
Portata, NO _x , SO _x , COT, HCl	E03	In occasione della campagna analitica bimestrale, solo se attivo nel bimestre di riferimento Almeno annuale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato
COT, Portata, Vapore d'acqua, Temperatura, Pressione, O ₂	E15	Bimestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato
Polveri, Portata, Vapore d'acqua, Temperatura, Pressione, O ₂	E16	Bimestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato



Inquinante / Parametro	Punto di emissione	Frequenza di monitoraggio	Metodi di riferimento
Portata, NO _x , CO, COT, Polveri	E17	Bimestrale	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. Laboratorio certificato

Relativamente al forno F106 (Camino E03) il Gestore è tenuto ad annotare, su apposito registro con pagine numerate e bollate dal Servizio Territoriale ARPA – Distretto di Ravenna: i periodi di funzionamento del forno ed è tenuto a trasmetterne copia, con frequenza annuale, al Servizio Territoriale ARPA di Ravenna. Sullo stesso registro il Gestore dovrà annotare il consumo di materiale per saldatura utilizzato annualmente (come da Aut. Prov. di Ravenna n°172 del 06/05/2009).

3.2 Unità di lavaggio off-gas

Il Gestore dovrà effettuare il monitoraggio su base mensile della resa complessiva di rimozione dell' H₂S, nel rispetto delle condizioni stabilite dall'AIA.

In caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas, il Gestore deve:

- comunicare l'interruzione all'Autorità di Controllo e al Sindaco;
- riavviare gli impianti nel più breve tempo possibile;
- in previsione di un'interruzione superiore a 12 ore intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO₂;
- una riduzione di capacità di questi impianti, deve comportare un adeguamento di quelli che producono H₂S;
- nei periodi di disservizio di questi impianti, l'H₂S prodotta non si deve bruciare in torcia ma nei forni, ovvero attenersi al SGA;
- escludere le emissioni di SO₂ nei periodi di disservizio di questi impianti dal calcolo della bolla di raffineria.

3.3 Torcia di emergenza

Il sistema "torcia" U900 è parte integrante del sistema di sicurezza della Raffineria ed è normalmente progettato per trattare un largo spettro di flussi di gas e composizioni corrispondenti ai diversi casi dimensionanti.

Sigla camino	Denominazione	Altezza dal suolo	Coordinate geografiche	
			Latitudine N	Longitudine E
E18	Unità U900	51,5 m	44° 28,724'	12° 15,603'

In adempimento alle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve monitorare:

- l'efficienza di rimozione dei COV;



- la temperatura di combustione.

Come prescritto dall'AIA il Gestore dovrà garantire, per le emissioni di COV, il rispetto di quanto riportato al punto 2.2, Parte IV, allegato I alla Parte V del D.Lgs 152/06, in merito al limite dell'1%, espresso come carbonio totale.

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 manualmente 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 operare l'installazione della strumentazione quanto prima tecnicamente possibile dal rilascio dell'AIA e deve altresì garantire che, successivamente a tale data, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

Il Gestore deve compilare, aggiornandone i contenuti ad ogni evento di invio gas in torcia, la seguente tabella:

Categoria stream	Eventi tipici	Unità di impianto	Portata max [t/h]	Frequenza stimata	Q anno [t]	Composizione [%]
Fiamma pilota – combustibile e quantità						
Stream non riconducibile a stati di emergenza, sicurezza, anomalie e guasti						



Categoria stream	Eventi tipici	Unità di impianto	Portata max [t/h]	Frequenza stimata	Q anno [t]	Composizione [%]
Stream riconducibile a preemergenza e sicurezza						
Stream derivante da emergenza e sicurezza						
Stream derivante da anomalie e guasti						

Nel rapporto annuale, per la torcia U900 dovranno quindi 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.

Inoltre il Gestore deve comunicare, sulla scorta dei dati di progetto e di quelli storici, le quantità fisiologiche di gas inviato in torcia, come indicato nella seguente tabella.

Punto di emissione	Sostanze pericolose	Quantità fisiologica (t/a)					
		Fiamma pilota	Non emergenza e sicurezza, anomalie e guasti	Pre-emergenza e sicurezza	Emergenza e sicurezza	Anomalie e guasti	Totale
E08 (unità U900)							

3.5.1 Metodi di misura

Flussimetro

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

1. limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo,
2. intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato,



3. lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di $\pm 5\%$,
4. lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola,
5. il Gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di $\pm 20\%$.

Campionamento del gas (automatico o manuale)

Il 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 ora², 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 alle caratteristiche del punto b) in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "*Metodi di analisi*".

² Ove tecnicamente possibile e sempre nel rispetto della salvaguardia delle incolumità del personale addetto.



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).

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

Nel caso si accerti che sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi da parte dell'Ente di controllo, sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza ad all'Ente 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'Ente di controllo, entro 60 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 infine le seguenti verifiche, con documentazione di esito, di 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.

3.4 Emissioni non convogliate in aria

Le emissioni non convogliate in aria comprendono le emissioni diffuse e le emissioni fuggitive per le quali si richiede che il Gestore intervenga con un puntuale programma di contenimento che preveda almeno i seguenti punti:

3.4.1 Sistema di abbattimento VOC – Vasche API:

In adempimento alle prescrizioni dell'AIA il Gestore deve realizzare, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, un sistema di copertura galleggiante delle vasche di disoleazione primaria delle acque in alimento all'impianto di trattamento delle acque reflue.



3.4.2 Programma LDAR

Il Gestore, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà presentare un programma di Leak Detection and Repair (LDAR) su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV secondo i protocolli EPA 453/95 e riconosciuta dall'Ente di controllo con indicazione della sequenza di censimento degli impianti, delle tempistiche stimate per il completamento della prima fase di monitoraggio estensivo (calendario) e delle metodologie e strumenti da adottare.

Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore completerà il censimento delle sorgenti di emissioni fuggitive ed avvierà le attività di monitoraggio ed intervento mediante una Banca Dati che contenga:

- 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) costruzione di un Database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office – MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
 - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
 - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
 - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
 - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
 - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
 - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

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



- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10.000 ppmv, 10.000-1.001 ppmv e 1.000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.

E' fissata a 10.000 ppmv (espressi come CH₄) la soglia emissiva limite sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione/sostituzione dei componenti che perdono all'interfaccia dell'accoppiamento;

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

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

Si definisce emettitore cronico l'elemento del programma LDAR per cui la perdita è pari o superiore a 10.000 ppmv come metano per due volte su quattro consecutivi trimestri 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.

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

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

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



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 Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene		
Tenute dei compressori			
Valvole di sicurezza			
Valvole di sicurezza dopo rilasci	Immediatamente		
Componenti difficili da raggiungere	Biennale		
Ogni componente con perdita visibile	Immediatamente	Immediatamente	
Ogni componente sottoposto a riparazione/manutenzione	Nei successivi 5 giorni lavorativi dalla data di fine lavoro		Annotazione della data e dall'apparecchiatura sottoposta a riparazione/manutenzione

La sostituzione dei componenti fuori soglia dovrà essere effettuata con componenti in grado di garantire una migliore performance. Nella scelta dei componenti da installare il Gestore valuterà la conformità alle indicazioni riportate nei BREF comunitari e nelle Linee guida nazionali e i risultati del confronto faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA, ed in ogni caso il Gestore deve comunque argomentare le eventuali scelte diverse dal programma e dalle procedure proposte.

In merito alle emissioni fuggitive inoltre il Gestore deve compilare mensilmente le seguenti tabelle:

Emissioni eccezionali in condizioni prevedibili

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità	Modalità di Registrazione	Reporting

Emissioni eccezionali in condizioni imprevedibili

Tipo di Evento	Fase di lavorazione	Modalità di prevenzione	Modalità di controllo	Inizio (data,ora)	Fine (data,ora)	Modalità di comunicazione all'Autorità	Modalità di Registrazione	Reporting



4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le attività Alma Petroli portano alla formazione di **due scarichi principali**, denominati con **SF1** e **SF2**. Nel dettaglio (come da planimetria rete fognaria completa, ultima revisione 19/06/2009):

- **SF1**, scarico tramite tubazione all'impianto esterno di trattamento della società SICEA, relativo ai seguenti scarichi parziali:
 - acque reflue industriali, contenenti anche sostanze pericolose, provenienti dalle unità produttive (AI1);
 - acque domestiche (AD1);
 - acque di spurgo delle torri evaporative (AR1);
 - acque dell'area sud-est in caso di eventi meteorici rilevanti (MI1).
- **SF2**, scarico diretto in Canale Candiano, relativo ai seguenti scarichi parziali:
 - residuo delle acque provenienti dalle fasi di addolcimento/osmosi inversa della centrale termica (AI2);
 - acque meteoriche di dilavamento di seconda pioggia raccolte sulle superfici dell'area nord-est della raffineria (MN1).

Per lo scarico SF1 è stato definito un *Regolamento (Febbraio 2009) e Omologhe (Giugno 2010)* che disciplina il conferimento dei reflui prodotti dalla raffineria Alma Petroli S.p.A. all'impianto di depurazione SICEA.

Le tipologie di reflui inviati all'impianto di trattamento SICEA (scarico SF1) in specifico sono:

- acque industriali provenienti dall'impianto di distillazione;
- acque meteoriche di dilavamento in eccedenza rispetto ai quantitativi riutilizzati. In caso di eventi meteorici rilevanti, l'eventuale eccedenza di acque meteoriche, rispetto alla capacità del serbatoio di equalizzazione (S71) in cui vengono raccolte le stesse prima di essere inviate al trattamento interno ed al successivo recupero, viene inviata tramite la suddetta tubazione diretta all'impianto di trattamento SICEA. Prima dell'invio al depuratore esterno, le acque subiscono un pretrattamento all'interno delle celle API denominate 1A/1B;
- acque domestiche della raffineria derivanti dai servizi igienici e dalla mensa; raccolte da una rete dedicata che confluisce nella tubazione diretta all'impianto SICEA all'interno dei limiti di batteria della raffineria;
- acque di spurgo della torre; fatte confluire tramite tubazione nella condotta di collegamento con il depuratore SICEA all'interno dei limiti di batteria della raffineria.

Lo scarico **SF1** deve essere conforme a quanto stabilito e sottoscritto da entrambe le società nel *Regolamento (Febbraio 2009) e Omologhe (Giugno 2010)* che disciplina il conferimento dei reflui prodotti dalla raffineria Alma Petroli S.p.A. all'impianto di depurazione SICEA, con particolare riferimento alle portate dei flussi e ai valori limiti di emissione degli inquinanti (sostanze pericolose) che le acque reflue industriali devono rispettare per l'accettazione all'impianto di trattamento.

Per lo scarico **SF1** si prescrive l'adozione di un Registro interno nel quale devono essere annotate le date e gli orari di trasferimento delle acque reflue dall'Alma Petroli verso il depuratore SICEA oltre alla tipologia di acque trasferite ("acque leggere" e/o "acque pesanti") nella data fascia oraria, al fine di consentire la piena rintracciabilità degli scarichi. Le due tipologie di flussi possono essere catalogate come:



- acque reflue di dilavamento denominate "acque leggere";
- acque reflue industriali di processo denominate "acque pesanti".

Per lo Scarico SF1 viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella seguente tabella al pozzetto di scarico.

Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri della seguente tabella, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

Tabella - Monitoraggio dello Scarico SF1

Inquinante / Parametro	Tipo di verifica / frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro	-
pH	Misura continua	-
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua	-
Solidi sospesi totali	Acque di Tipologia 1 Verifica puntuale/batch (per ogni scarico) con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio Acqua di Tipologia 2 Verifica bisettimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD (come O ₂)		
Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄ ⁺)		
Azoto totale (Ammoniacale + Organico)		
Fosforo totale (come P)		
Solfuri (come H ₂ S)		
Solfiti (come SO ₃)		
Cloruri (Cl)		
Carbonio Organico Totale		
Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX)		
Idrocarburi totali (HC come N-Esano)		
Solventi Organici Azotati totali		
Azoto nitrico (come N)		
Azoto nitroso (come N)		
Ferro, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Rame, Mercurio, Nichel, Piombo, Vanadio, Zinco	Verifica semestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni di impianto) i valori dei parametri (flusso, pH, temperatura) monitorati dai misuratori in continuo.

Per lo scarico SF2

Scarico parziale AI2:

- Lo scarico delle acque reflue industriali provenienti dall'impianto di addolcimento, nel pozzetto ufficiale di prelevamento, deve essere conforme ai valori limite di emissione previsti dalla



normativa settoriale D.Lgs. 152/06 e successive modificazioni e integrazioni (Tab. III, all. V, parte III, in acque superficiali), ad esclusione dei parametri cloruri e solfati che non si applicano agli scarichi in zone di foce equiparabili alle acque costiere.

- b. Dovrà essere eseguito, con **cadenza almeno semestrale**, un campionamento rappresentativo delle acque reflue industriali scaricate provenienti dall'impianto di addolcimento, che attesti la conformità alla tab. III, all. V, parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ad esclusione dei parametri cloruri e solfati. I certificati d'analisi, redatti a firma di tecnico abilitato, dovranno essere disponibili presso l'attività a disposizione degli organi di vigilanza.

Scarico finale SF2:

- a. Lo scarico SF2 delle acque reflue di seconda pioggia unite alle acque industriali provenienti dall'impianto di addolcimento, nel pozzetto ufficiale di prelevamento, deve essere conforme ai valori limite di emissione previsti dalla normativa settoriale D.Lgs. 152/06 e successive modificazioni e integrazioni (tab. III, all. V, parte III, in acque superficiali di zone sensibili), ad esclusione dei parametri cloruri e solfati che non si applicano agli scarichi in zone di foce equiparabili alle acque costiere.
- b. Dovrà essere eseguito, con cadenza almeno semestrale (nei mesi di maggiore pioggia), un campionamento rappresentativo delle acque reflue dello scarico SF2, nel pozzetto ufficiale di prelevamento, che attesti la conformità alla tab. III, all. V, parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., ad esclusione dei parametri cloruri e solfati. Vanno ricercate anche le sostanze pericolose solventi organici aromatici e solventi clorurati e le altre sostanze pericolose ritrovate in tracce nei precedenti campioni effettuati. I certificati d'analisi, redatti a firma di tecnico abilitato, dovranno essere disponibili presso l'attività a disposizione degli organi di vigilanza.

Inoltre, di completamento ai valori limite di emissione di cui sopra, si prescrive che:

- a. i pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento per caduta delle acque reflue da parte della Autorità di controllo;
- b. i singoli scarichi ed i relativi punti di campionamento devono mantenere in buono stato la segnalazione con apposita cartellonistica riportante il numero dello scarico ed il numero del punto di campionamento con la dicitura "Punto di prelievo campioni";
- c. l'immissione dello scarico nel corpo idrico recettore non devono creare nel medesimo condizioni di erosione o di ristagno per difficoltà di deflusso; al tale fine deve essere costantemente verificata e mantenuta una corretta pendenza del tratto di restituzione al corpo idrico superficiale nel quale si immette lo scarico medesimo;
- d. deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza;
- e. visti i possibili riutilizzi delle acque di dilavamento (lavaggio piazzali e aree di carico/scarico e rete antincendio), va acquisito un parere alla AUSL, per valutare gli eventuali effetti igienico sanitari connessi all'impiego delle acque recuperate, per persone ed i lavoratori;
- f. ad evento meteorico esaurito dovrà essere garantito lo scarico delle acque di prima pioggia nella rete fognaria interna (area Nord-Est) entro le 48-72 ore successive all'ultimo evento piovoso, così come previsto dalla DGR 286/05;



- g. la valvola a saracinesca posta sulla tubazione di scarico del Canale Candiano (area banchina) dovrà essere mantenuta chiusa e aperta solo in caso di pioggia;
- h. deve essere previsto un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali devono essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee. Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve comunicare i contenuti del piano all'Autorità competente e all'Ente di controllo.

Per lo Scarico SF2 viene fissata una frequenza degli autocontrolli riportati nella seguente tabella al pozzetto di scarico.

Come monitoraggio **semestrale** (nei mesi di maggiore pioggia) per tutti i parametri della seguente tabella, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

Tabella - Monitoraggio dello Scarico SF2

Inquinante / Parametro	Tipo di verifica / frequenza	Tipo di campione
Flusso	Misura continua con flussimetro (*)	-
pH	Misura continua (*)	-
Temperatura acqua in uscita °C	Misura continua (*)	-
Carbonio Organico Totale	Misura continua (*)	-
Solidi sospesi totali	Verifica bi-settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio (*)	Campione medio ponderale su 3 ore
BOD ₅ (come O ₂)		
COD (come O ₂)		
Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄ ⁺)		
Azoto nitroso (come N)		
Azoto nitrico (come N)		
Azoto totale (Ammoniacale + Organico)		
Fosforo totale (come P)	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio (*)	Campione medio ponderale su 3 ore
Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX)		
Solventi Organici Azotati totali		
Idrocarburi totali (HC come N-Esano)		
IPA		
Benzene		
Toluene		
Xilene		
Tensioattivi totali		
Coliformi totali		
MTBE	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio (*)	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli totali		



Ferro, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Rame Mercurio, Nichel, Piombo, Vanadio, Zinco		
---	--	--

Nota (*) Il monitoraggio non deve essere effettuato in assenza di scarico diretto in Canale Candiano.

Con frequenza giornaliera, nei soli giorni di scarico diretto in Canale Candiano, devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni d'impianto) i valori dei parametri (flusso, pH, temperatura, COT) monitorati dai misuratori in continuo.

5. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

E' richiesto un monitoraggio delle acque di falda nei piezometri, ubicati internamente al perimetro di Raffineria a ridosso del parco serbatoi e in particolare nelle immediate vicinanze del serbatoio S12, per i seguenti parametri:

Monitoraggio acque sotterranee

Piezometri	Parametro / inquinante	UM	Tipo di monitoraggio	Metodi e standard riferimento/riferimento legislativo	Modalità di registrazione dei controlli	Reporting
Piezometri a ridosso del parco serbatoi	Metalli pesanti	µg/l	Trimestrale e a seguito di evento incidentale	EPA 200.15 1994 EPA 200.9 1994 EPA 200.7 1994	Bollettini analitici Registrazione su sistema informativo	Annuale
	Oli minerali					
	BTEX					
	IPA					
	MTBE					

Tale monitoraggio può essere costituito, ove disponibili, dai risultati ottenuti dalla attuale rete piezometrica nel previsto monitoraggio a protezione dell'inquinamento delle acque sotterranee dell'intera Raffineria quali il livello di falda, la temperatura, il pH, la concentrazione degli inquinanti (idrocarburi totali, solfuri, cianuri, ammoniacca, ecc.) per i dati sui parametri richiesti relativi all'area del parco serbatoi.

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

6. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY

In sede di reporting periodico, così come regolamentato dal presente PMC, il Gestore dovrà inviare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, l'indicazione dei serbatoi³ che alla data di trasmissione del report, in conformità con le prescrizioni di AIA⁴:

³ Il Gestore deve costantemente verificare ispezionando mensilmente i serbatoi ed i bacini di contenimento degli stessi presso gli impianti di trattamento dei reflui e nel caso si riscontrino perdite di tenuta dalla pavimentazione e/o dalla cordolatura il Gestore deve immediatamente porre in essere tutte le attività necessarie per la riparazione del difetto riscontrato e riparare, entro il mese successivo, qualunque difetto riscontrato. Il personale deve annotare sul registro



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

Suddetto elenco dovrà essere regolarmente aggiornato anche su eventuali planimetrie.

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

Il Gestore **entro 12 mesi** dal rilascio dell'AIA dovrà definire con l'Autorità di Controllo un Programma di attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi 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.).

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.

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'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

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:

- a. una verifica e misura dello spessore del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più di 10 anni;

o, in alternativa:

- b. un monitoraggio mediante emissioni acustiche dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di 5 anni.

delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale. Per limitare le possibili contaminazioni dell'acqua di raffreddamento da idrocarburi, il Gestore deve assicurarsi che il controllo operativo venga effettuato da personale specializzato secondo una procedura accordata con l'Autorità di Controllo. Qualora dalle analisi si individui a perdita di idrocarburi nel circuito dell'acqua di raffreddamento il Gestore deve attuare immediatamente la ricerca della possibile fonte del rilascio, individuata la quale, deve mettere in atto immediate procedure di contenimento della stessa ed avviare la riparazione nei tempi tecnici strettamente necessari ed il personale deve annotare sul registro delle manutenzioni, l'evento, il tempo di intervento, la riparazione e/o le manovre di contenimento eseguite e l'esito finale.

⁴ Sono prescritti dall'AIA la realizzazione dei seguenti interventi:

- un piano di installazione dei doppi fondi o di sigillatura della superficie di appoggio del serbatoio su tutti i serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici, ad esclusione dei serbatoi dedicati al contenimento del bitume;
- piano di impermeabilizzazione dei bacini dei serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici;
- un piano di pavimentazione delle principali *pipe-way* di stabilimento.



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'efficacia⁵.

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 e comunicare all'Autorità di Controllo, entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA, un Programma di ispezioni che preveda 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'autorizzazione integrata ambientale secondo le regole di validità temporale sopra indicate.

Il programma e il protocollo di ispezione dovrà essere trasmesso all'Autorità competente e all'Ente di controllo **entro 24 mesi** dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

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'Ente di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA.

7. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

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

A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso di validità del presente piano di monitoraggio e controllo, con contenuti 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 equivalente**.

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

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

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

⁵ 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 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'Ente 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 R45, R46, R49, R50, R51 e R52) il Gestore ha l'obbligo di notifica all'Autorità di Controllo.

8. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della Raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

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

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

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

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

Tabella - Metodi di valutazione emissioni sonore

Parametro	Tipo di determinazione	UM	Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo	Punti di monitoraggio	Frequenza	Controllo Ente preposto
-----------	------------------------	----	--	-----------------------	-----------	-------------------------





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

9. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

-Il Gestore deve effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER e deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo.

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni.

-Il Gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

-Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei Depositi Temporanei e Preliminari, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate nella Tabella seguente.

Devono altresì essere controllate le etichettature.

Tabella 10: Monitoraggio Depositi dei rifiuti



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

I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute ed i campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

10. MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, implementerà un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi secondo una procedura articolata nelle seguenti 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 il Gestore dovrà implementare una contestuale analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi identificando eventuali ulteriori interventi oltre a quelli già effettuati.

Il Gestore deve trasmettere annualmente all'Ente 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).

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.

**SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI****11. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI**

In questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo.

Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

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

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

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

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

Norma UNI EN 13284-1:2003 - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14791:2006 per SO_x.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

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

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

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

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

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

Norma UNI EN 12619:2002 per l'analisi dei COV espressi come C (COT).

Norma UNI 13284-2 2005 per polveri totali.

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Co, Cd, Cr, Cu, Pb in flussi gassosi convogliati.



Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale.

Norma ISO 11338-1,2 per IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS.

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

Norma US EPA method 11 per la determinazione del H₂S nel gas di Raffineria.

Norma US EPA method 29 per la determinazione del Selenio e Zinco totale in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 1948-1:2006 per PCDD, PCDF.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo" purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

Norma UNI EN 1948 1,2,3 per l'analisi del PCB.

11.2 Metodi di analisi/misurazione del gas di Raffineria (fuel gas)

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

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

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

11.3 Metodi di analisi elementare della Virgin nafta

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

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

11.4 Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali

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



11.5 Calcolo concentrazione SO₂

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

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

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

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

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

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

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

$$C_{SO_2} = (\Phi_{SO_2} / Q_{gas\ combustibili}) * 1.000.000$$

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

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

11.6 Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

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



operative impiegate, è tale da rappresentare un CO sotto il limite, lavorando sempre in tali condizioni operative si è ragionevolmente sicuri di rispettare il limite per il monossido di carbonio);
iv. Riportare i dati di flusso di combustibile e concentrazione di O₂ su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.

v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;

vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;

vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;

viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO_x e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

11.7 Metodi analisi acque reflue

Le metodiche d'analisi selezionate saranno eseguite internamente alla Raffineria, con il supporto del proprio laboratorio.

Se il laboratorio non è accreditato sono stati individuati i metodi di analisi e le procedure di qualità che dovranno essere eseguite perché i dati siano di caratteristiche adeguate all'uso.

Si precisa che molti dei metodi indicati contengono le procedure di QC nella metodica stessa, mentre nei casi non specificati sarà cura del laboratorio fornire, insieme ai dati di monitoraggio, gli indicatori di qualità utilizzati e valutati.

11.8.1 Misure continue

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

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

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

Tabella 12 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

Scarico	Inquinante/parametro	Metodo
	pH	ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH
SF1	Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) – Standard test method for open-channel flow measurement by acoustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic
SF2		



		(acoustic) method.
	Temperatura	Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella 15
	Carbonio Organico Totale	UNI EN 1484; Metodo APAT- IRSA 5040

11.8.2 Misure di laboratorio

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

Tabella 13 - Metodi di analisi delle acque reflue

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	-
Temperatura (misura continua)	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18	-
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	US EPA Method 7196, Metodo	Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr



	APAT-IRSA 3150 C1	(VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm.
Azoto ammoniacale (espresso come NH_4^+)	Metodo APAT-IRSA 4030	Metodo spettrofotometrico mediante all'indofenolo; con reattivo di Nessler; potenziometrico; titrimetrico previa distillazione).
Azoto nitroso (come N)	Metodo APAT-IRSA 4050	-
Azoto nitrico (come N)	Metodo APAT-IRSA 4040	Metodo spettrofotometrico mediante salicilato di sodio; con NEDA).
Azoto totale (Ammoniacale + Organico)	Metodo APAT-IRSA 4060	-
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH_3 , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fosforo totale (come P)	Metodo APAT-IRSA 4060	-
Fenoli	US EPA Method 604	Metodo gascromatografico per la determinazione di 11 fenoli con rivelatore a ionizzazione di fiamma. Un litro di acqua è estratto con cloruro di metilene, disidratato con 2-propanolo e ridotto a 10 ml di volume prima dell'iniezione al cromatografo.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a $\text{pH} > 9$.
Solfiti	Metodo APAT-IRSA 4150	Titolazione iodometrica; metodo cromatografico.
Cloruri	Metodo APAT-IRSA 4090	Titolazione argento metrica, mercuri metrica e potenziometrica.
Tensioattivi totali	Metodo APAT-IRSA 5170 Metodo APAT-IRSA 5180	Anionici (MBAS). Non ionici (BIAS).
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl $\text{pH} < 2$.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con $\text{HNO}_3/\text{H}_2\text{SO}_4$, riduzione ad $\text{As}^{(+3)}$ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.



Cadmio	US EPA Method 213.2.; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cobalto	APAT-IRSA 3010 + 3140	Determinazione per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica (ETA-AAS)
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso.
Ferro	EPA Method 236.2 ; Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Piombo	EPA Method 239.2 Metodo APAT-IRSA 3230	Pretrattamento secondo metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
TOC	UNI EN 1484; Metodo APAT-IRSA 5040	-
IPA	Metodo ISPRA-IRSA 5080; US EPA Method 8270 D; DM 25/08/2000	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda, superficiali e di scarico mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.
Coliformi Totali	ISPRA-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.

11.8.3 Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee



Tabella 14 - Metodi di analisi delle acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2.; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ni	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Hg	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
V	US EPA Method 286.2, Metodo APAT-IRSA 3310 A	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
MTBE	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
BTEX	US EPA Method 602	Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2.
IPA	Metodo ISPRA-IRSA 5080; US EPA Method 8270 D; DM 25/08/2000	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda, superficiali e di scarico mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.
Ammoniaca (espressa come azoto)	US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per



		titolazione con acido solforico, in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Solfuri	US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160	Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9.
Cianuri totali	US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070	Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	La misura deve essere eseguita nel piezometro
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm^{-1} è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

11.8 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

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

12. ATTIVITA' DI QA/QC

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

12.1 Sistema di monitoraggio in continuo (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 nell'AIA);
- 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.

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

Tabella 15 - Caratteristiche strumentazione per misura in continuo di temperatura e pressione

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

Metodi di Riferimento per l'assicurazione della qualità dello SME

Inquinante/Parametro fisico	Metodo
SO _x	UNI 10393, ISO 7935, UNI EN 14791
NO _x	UNI 10878, ISO 10849, UNI EN 14792
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039,
Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
H ₂ S Che integra la misura SO ₂ (proveniente dai sistemi di condensazione di testa delle due	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può



colonne di preflash e distillazione sotto vuoto e dalle torri di ossidazione bitume.)	essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H ₂ S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
HCl	UNI EN 1911-1:2000, 1911-2:2000, 1911-3:2000
COV (come COT)	UNI EN 13526:2002 COT > 20 mg/Nm ³
	UNI EN 12619:2002 COT < 20 mg/N m ³

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	ISO 14164	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.
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)

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

Per consentire l'accurata determinazione dei parametri da misurare anche durante gli eventi di avvio/spegnimento delle unità, 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 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 misure di uno o più inquinanti, il gestore deve attuare le seguenti azioni:

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio in Continuo delle emissioni. Il gestore dovrà altresì notificare all'Ente di Controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite due misure discontinue al giorno della durata di almeno 120 minuti se utilizzato un sistema di misura automatico, o in alternativa dovranno essere forniti almeno tre valori di concentrazione al giorno ottenuti ciascuno come media di almeno tre misure consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto (nelle condizioni di esercizio più gravose);

Per i parametri di normalizzazione 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.

**12.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi**

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

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

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

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

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

12.3 Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle 16 e 17 e 18 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

Tabella 16 - Controlli di qualità

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

Tabella 17 - Controlli di qualità

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

Tabella 18 - Controlli di qualità

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese



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

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

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

12.4 Campionamenti

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

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

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



SEZIONE 3 - REPORTING

13. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

13.1 Definizioni

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rendimento elettrico medio effettivo. È il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono



essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso calcolo, o per misura diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

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

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

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

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

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

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

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

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

Le sopraccitate definizioni sono sempre valide tranne nei casi definiti, con apposite note, nel testo dei successivi capitoli.

13.2 Validazione dei dati

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



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

13.3 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

13.4 Eventuali non conformità

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

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

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

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

13.5 Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica⁶ di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo⁷ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

- **Tipo di rapporto** (iniziale o finale);
- **Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;**
- **Collocazione territoriale** (indirizzo o collocazione geografica);
- **Nome dell'impianto e unità di processo sorgente emissione in situazione di emergenza;**
- **Punto di emissione** (nome con cui il personale che lavora sul sito identifica il luogo);
- **Tipo di evento/superamento del limite;**
- **Data e tempo;** oltre alla data ed all'ora in cui l'accadimento è stato scoperto sarebbe utile avere una stima del tempo intercorso tra il manifestarsi della non conformità e l'accadimento dell'evento (incidentale o superamento del limite);
- **Durata dell'evento;**
- **Lista di composti rilasciati;**

⁶ La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

⁷ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



- **Limiti di emissione autorizzati;**
- **Stima della quantità emessa** (viene riportata la quantità totale in **kg** (chilogrammi) delle sostanze emesse. La stima sarà imperniata, nel caso di superamenti del limite, sui dati di monitoraggio; nel caso di incidente con rilascio di sostanze su misure di volumi e/o pesi di sostanze contenute in serbatoi, reattori eccetera prima e dopo la fuoriuscita. In tutti i casi la richiesta è di utilizzare una metodologia di stima affidabile e documentabile. La metodologia può essere diversa tra il rapporto iniziale e finale, purché vengano fornite le motivazioni tecniche a supporto della variazione.)
- **Cause** (L'esposizione dovrà essere la più precisa ed accurata possibile nella descrizione delle cause che hanno condotto al rilascio);
- **Azioni intraprese o che saranno prese per il contenimento e/o cessazione dell'emissione** (decisioni prese per riportare sotto controllo la situazione di emergenza e le iniziative ultimate per ricondurre in sicurezza l'impianto. Sarà altresì possibile riferirsi a piani in possesso dell'amministrazione pubblica citando la documentazione di riferimento e l'ufficio dove poterla reperire);
- **Descrizione dei metodi usati per determinare le quantità emesse** (indicare le procedure utilizzate per il calcolo dell'emissione. Se necessario, sarà possibile riferirsi a documentazione esterna, purché venga successivamente fornita o sia già disponibile negli archivi dell'amministrazione);
- **Generalità e numero di telefono della persona che ha compilato il rapporto;**
- **Autorità con competenza sull'incidente a cui è stata fatta notifica**, la casella di testo dovrà riportare l'elenco delle autorità (se ce ne sono) che sono state o che saranno successivamente avvertite dell'accadimento.

13.6 Obbligo di comunicazione annuale

Entro il **30 aprile** di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente (oggi il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nel anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono indicati nei paragrafi successivi.

Reporting mensile

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

- emissioni in aria per i parametri della *bolla* (NO_x, Polveri, CO, SOV, H₂S, NH₃ + composti a base di cloro), per quali è previsto il rispetto dei limiti su base mensile, al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite;
- emissioni in aria per i parametri SO_x, NO_x, Polveri, COT emessi dal camino della centrale, per i quali è previsto il rispetto dei limiti di cui all'allegato II al D. Lgs. 152/06, da intendersi su base mensile (seppure non specificato nel parere istruttorio) in quanto misurazioni in continuo relativa a impianti esistenti (cfr. punto 5.1 della parte I dell'Allegato II al D. Lgs. 152/06) al fine di consentire la verifica di conformità ai valori limite.



Reporting annuale

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO_x, NO_x, COT, CO, HCl

Concentrazione media mensile in mg/Nm³ di SO_x, NO_x, CO, COT e HCl

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

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

Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre

Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA

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

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

Chilogrammi emessi per mese, Carbonio Organico Totale, Solidi sospesi totali, BOD₅ (come O₂), COD (come O₂), Azoto ammoniacale (espresso come NH₄⁺), Azoto nitroso (come N), Azoto nitrico (come N), Azoto totale (Ammoniacale + Organico), Solfuri (come H₂S), Solfiti (come SO₃), Cloruri (Cl⁻), Fosforo totale (come P), Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX), Solventi Organici Azotati totali, Idrocarburi totali (HC come N-Esano), IPA, Benzene, Toluene, Xilene, Tensioattivi totali, Coliformi totali (per gli inquinanti da Solfuri a Coliformi Totali, utilizzare la notazione scientifica 10^{-x}).

Concentrazioni medie mensili, Carbonio Organico Totale, Solidi sospesi totali, BOD₅ (come O₂), COD (come O₂), Azoto ammoniacale (espresso come NH₄⁺), Azoto nitroso (come N), Azoto nitrico (come N), Azoto totale (Ammoniacale + Organico), Solfuri (come H₂S), Solfiti (come SO₃), Cloruri (Cl⁻), Fosforo totale (come P), Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX), Solventi Organici Azotati totali, Idrocarburi totali (HC come N-Esano), IPA, Benzene, Toluene, Xilene, Tensioattivi totali, Coliformi totali, in mg/litro.

Concentrazione massima giornaliera registrata nel mese, Carbonio Organico Totale, Solidi sospesi totali, BOD₅ (come O₂), COD (come O₂), Azoto ammoniacale (espresso come NH₄⁺), Azoto nitroso (come N), Azoto nitrico (come N), Azoto totale (Ammoniacale + Organico), Solfuri (come H₂S), Solfiti (come SO₃), Cloruri (Cl⁻), Fosforo totale (come P), in mg/litro.

Concentrazione minima giornaliera registrata nel mese, Carbonio Organico Totale, Solidi sospesi totali, BOD₅ (come O₂), COD (come O₂), Azoto ammoniacale (espresso come NH₄⁺), Azoto nitroso (come N), Azoto nitrico

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



(come N), Azoto totale (Ammoniacale + Organico), Solfuri (come H₂S), Solfiti (come SO₃), Cloruri (Cl⁻), Fosforo totale (come P), in mg/litro.

Emissione specifica semestrale di Carbonio Organico Totale, Solidi sospesi totali, BOD₅ (come O₂), COD (come O₂), Azoto ammoniacale (espresso come NH₄⁺), Azoto nitroso (come N), Azoto nitrico (come N), Azoto totale (Ammoniacale + Organico), Solfuri (come H₂S), Solfiti (come SO₃), Cloruri (Cl⁻), Fosforo totale (come P), Solventi Organici Aromatici totali (come BTEX), Solventi Organici Azotati totali, Idrocarburi totali (HC come N-Esano), IPA, Benzene, Toluene, Xilene, Tensioattivi totali, Coliformi totali, MTBE, Fenoli totali, Ferro, Arsenico, Cadmio, Cobalto, Cromo, Rame Mercurio, Nichel, Piombo, Vanadio, Zinco per m³ di refluo trattato (in g/m³).

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

Tonnellate di rifiuti prodotte per anno

Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno

Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/ton di greggio

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

Risultanze delle campagne di misure al perimetro suddivise in:

Misure diurne

Misure notturne

Programma LDAR

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

Percentuale di componenti che rilasciano VOC sul totale dei controlli eseguiti nel semestre

Programma per il contenimento degli odori

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

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

Consumi specifici per tonnellata di petrolio

Acqua pozzo (m³/ton), **gas naturale** (Nm³/ton), **virgin naphta** (kg/ton), **fuel gas** (Nm³/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton).

Caldaie

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

Emissioni: ARIA

Tonnellate emesse per anno di SO_x, NO_x, CO, polveri, COT, HCl

Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata di SO_x, NO_x, CO, COT e polveri (in g/Gj)

Torcia/candela

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



Emissioni: ARIA

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

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

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

13.7 Dichiarazione di conformità all'AIA

- Il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità.
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

13.8 Gestione e presentazione dei dati

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

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

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

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

13.8.1 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 8 anni, i dati acquisiti il primo giorno di validità dell'AIA devono essere conservati per almeno 8 anni ma



non possono essere eliminati dopo l'ottavo anno se non è subentrato il rinnovo. Dopo il rinnovo possono essere eliminati unicamente tutti i dati anteriori a 8 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 e ausiliarie necessari per la funzione di validazione dei dati.

Tutti i dati registrati e conservati devono essere resi disponibili, su richiesta delle autorità o dell'ente 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).

14. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

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.

15. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione/ Giornaliero/Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliero All'utilizzo	Annuale			
Risorse idriche	Settimanale	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					



FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Emissioni convogliate	Continuo/bimestrale/annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistema di lavaggio off gas	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Torcia di emergenza	A ogni evento di attivazione	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	<i>Secondo il Programma LDAR</i>	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Scarichi idrici	Continuo/giornaliero/bisettimanale, emsil e/trimestrale/semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Verifiche periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Odori					
Verifiche periodiche	entro 6 mesi	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

Attività a carico dell'Ente 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'Ente di controllo svolge le seguenti attività.

Tipologia di intervento	Frequenza	Componente ambientale interessata e numero di interventi	Totale interventi nel periodo di validità del piano
Monitoraggio adeguamenti	Annuale	Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto	12
Visita di controllo in	Annuale	Tutte	12



esercizio			
Verifica Audit energetico	Annuale	Uso efficiente dell'energia	12
Verifica Misure di rumore	Biennale	Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori	6
Campionamento ed analisi Emissioni in atmosfera, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in aria di cui alla tabella 4	12
Campionamento ed analisi scarichi idrici, verifica documentale esiti autocontrolli gestore	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tab. 6 e 7	12
Campionamento ed analisi acque sotterranee, verifica documentale esiti autocontrolli gestore.	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di inquinanti in acqua di cui alle tabelle 8	12
Campionamento ed analisi rifiuti, verifica documentale esiti autocontrolli gestore.	Annuale	Campionamento ed analisi di un numero ritenuto significativo di rifiuti di cui alla tabella 11	12



Tabella 21 - Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	12
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte	12
Campionamenti	Annuale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi dai camini	12
	Annuale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, degli inquinanti emessi agli scarichi	12
Analisi campioni	Annuale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo,	12
	Annuale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati	12