



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



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

U.prot DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della Raffineria della società ENI S.p.A. sita nel Comune di Venezia (VE)

VISTA la legge 8 luglio 1986, n. 349, recante "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale";

VISTA la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";

VISTA la direttiva 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 14 novembre 1997 recante "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";

VISTO il decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i. relativo al controllo dei pericoli di incidenti rilevanti connessi con determinate sostanze pericolose;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "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";

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;



VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante “Norme in materia ambientale”, ed in particolare l’articolo 49, comma 6;

VISTO il decreto del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio del 29 gennaio 2007, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico e con il Ministro della salute recante “Emanazione di linee guida per l’individuazione e l’utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nell’allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59”;

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 n. 153, del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante “Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie”, convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con modifiche dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31;

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

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, ed in particolare l’articolo 5, comma 3;

VISTO il decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224, del 7 agosto 2008, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di Coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1 ottobre 2008, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, recante “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";

VISTO il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", ed in particolare l'articolo 4, comma 5;

VISTA l'istanza presentata in data 29 giugno 2006 dalla società ENI S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della Raffineria ubicata nel Comune di Venezia (VE);

VISTA la nota DSA-2007-0000026 del 2 gennaio 2007 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale ora Direzione Generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare l'istanza con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0008713 del 30 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

VISTA la nota del 27 gennaio 2007, prot. DIR/049, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 6 marzo 2007, al n. DSA-2007-0006646, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Sole 24 ore" in data 13 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0007553 del 14 marzo 2008;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 18 aprile 2008, prot. n. 047 LR.Lc, e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0012757 del 12 maggio 2008;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota del 27 giugno 2008, prot. n. 083 LE.Lc, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio il 9 luglio 2008, al n. DSA-2008-0019094;



VISTA la nota DSA-2008-0027431 dell'1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota del 28 ottobre 2008, prot. PERF/24, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 novembre 2008, al n. DSA-2008-0032128, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4, del decreto del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, trasmessa dal Gestore con nota del 17 aprile 2009, prot. DIR 073/FZ.le, relativa alla relazione di verifica del sistema di monitoraggio emissioni dell'impianto COGE;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, trasmessa dal Gestore con nota del 5 novembre 2009, Prot. n. DIR 161, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 23 novembre 2009, al n. exDSA-2009-0031178;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, trasmessa dal Gestore con nota del 2 aprile 2010, Prot. n. DIR 042/ADS.cz, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 13 aprile 2010, al n. DVA-2010-0009582;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000018 del 11 gennaio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000699 del 27 marzo 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, integrato con nota CIPPC-00-2009-00002080 del 2 ottobre 2009 del medesimo Presidente;

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, l'impianto è soggetto alle disposizioni del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

VISTA la nota prot. n. 0005485 del 30 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 31 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008675, con cui il Ministero dell'Interno ha comunicato che l'espressione del proprio parere ai fini del rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio degli impianti soggetti alla disciplina di cui al citato



decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0012650 del 17 maggio 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001336 del 30 giugno 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 14 maggio 2010;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Mineral oil and gas Refineries" (Febbraio 2003), "Large Combustion Plants" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Luglio 2007), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

VISTI i compiti assegnati all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale dall'articolo 11, comma 3 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei Servizi, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ha reso il previsto parere in ordine al Piano di monitoraggio e controllo;

RILEVATO che il Sindaco del comune di Venezia non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

CONSIDERATO che il richiedente non ha comunicato l'esistenza di provvedimenti di VIA già rilasciati per l'impianto da autorizzare;

DECRETA

la società ENI S.p.A. - Raffineria di Venezia, identificata dal codice fiscale 00484960588, con sede legale in Piazzale Enrico Mattei, I - 00144 (RM) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della Raffineria ubicata nel Comune di Venezia (VE), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 30 giugno 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0001336 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 29 giugno 2006 dalla società ENI S.p.A. ed



decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 è sostituita dall'acquisizione delle conclusioni delle istruttorie svolte ai sensi del medesimo decreto;

VISTA la nota prot. n. 0008284 del 20 maggio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 maggio 2010, al n. DVA-2010-0013265, con cui il Ministero dell'Interno ha comunicato che per la Raffineria di Venezia non è stata ancora conclusa l'istruttoria del Rapporto di Sicurezza svolta ai sensi dell'art. 21 del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i.;

VISTO il Certificato di registrazione EMAS n. I - 000147 da cui risulta che dal 9 aprile 2003 la ENI S.P.A. - Divisione Refining and marketing Raffineria di Venezia è dotata di un sistema di gestione ambientale registrato ai sensi del Regolamento CE n. 761/2001, con validità fino all'11 aprile 2011;

VISTO il Certificato n. CERT-099-99-AE-VEN-SINCERT rilasciato alla Società ENI S.P.A. - Divisione Refining and marketing Raffineria di Venezia, per la prima volta in data 2 novembre 1999, che attesta la conformità alla norma ISO 14001:2004, con validità fino al 14 gennaio 2012;

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 attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 5, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 CIPPC-00-2010-0000717 del 15 aprile 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della Raffineria della società ENI S.p.A. ubicata nel Comune di Venezia (VE), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota dell'11 maggio 2010, prot. n. DIR 058/ADS.cz , acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 17 maggio 2010, al n. DVA-2010-0012658, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0000717 del 15 aprile 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 14 maggio 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato



integrata il 27 giugno 2008, il 17 aprile 2009, il 5 novembre 2009 e il 2 aprile 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio della Raffineria dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, un programma LDAR di cui al Capitolo 9, paragrafo 9.2.3 "Emissioni non convogliate in aria", pag. 53 del parere istruttorio.
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, un Piano Serbatoi e Pipe-way di cui al Capitolo 9, paragrafo 9.3 "Gestione serbatoi e pipe-way", pag. 54 del parere istruttorio.
5. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, in sede di rinnovo della richiesta dell'AIA, un progetto relativo alla dismissione di cui al Capitolo 12 "Dismissione e ripristino dei luoghi", pag. 62 del parere istruttorio.
6. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto superiore per la ricerca ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, un Piano per la riduzione delle emissioni di VOC dai serbatoi di cui al Capitolo 19 "Piani da presentare entro la scadenza dell'aia", pag. 65 del parere istruttorio.



7. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, uno Studio finalizzato alla sostituzione dei bruciatori esistenti con bruciatori Low-NOx di cui al Capitolo 19 "Piani da presentare entro la scadenza dell'aia", pag. 65 del parere istruttorio.
8. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3, 4, 5, 6 e 7, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2007, 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.

Art. 2

PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI

1. A norma dell'art. 7, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, le eventuali prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiranno parte integrante del presente provvedimento.

Art. 3

ALTRE PRESCRIZIONI

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della registrazione EMAS e della certificazione ISO 14001.



Art. 4

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, il Gestore dovrà avviare il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso.
2. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
3. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
4. Si prevede, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
5. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
7. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-decies, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite



dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, sui risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.

8. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e alla ASL territorialmente competente

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di otto anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto risulta in possesso del certificato di Registrazione EMAS n. I - 000147.
2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del decreto 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione

Art. 6

TARIFFE

1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto del 24 aprile 2008.



Art. 7**AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 8**DISPOSIZIONI FINALI**

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Copia del presente provvedimento è trasmessa al Gestore, nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali, al Ministero dell'interno, alla Regione Veneto, alla Provincia di Venezia, al Comune di Venezia e all'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per le Valutazioni Ambientali di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero.

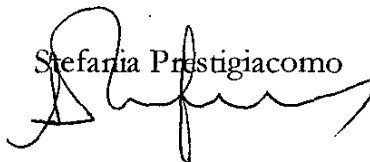


Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale

6. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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 di cui al comma 5.

Stefania Prestigiacomo



WD

SP



*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 - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2010 - 0016957 del 07/07/2010

CIPPC-00-2010-0001336
del 30/06/2010

Ministero dell'Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale per le Valutazioni
Ambientali
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N:

Rif. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione Parere Istruttorio Conclusivo e Piano di Monitoraggio e Controllo della domanda AIA presentata da ENI SpA - Raffineria di Venezia

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 e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi tenutasi in data 14 maggio 2010; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali





Decreto legislativo del 18 febbraio 2005, n. 59

Autorizzazione Integrata Ambientale

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Raffineria di Venezia

ENI SPA

Gruppo Istruttore - Commissione IPPC

| | |
|------------|-------------------------|
| Referente | Prof. Antonio Mantovani |
| Componente | Ing. Antonio Voza |
| Componente | Ing. Rocco Simone |
| Componente | Prof. Paolo Bevilacqua |

| | |
|-------------------|---------------------------|
| Regione Veneto | Ing. Roberto Morandi |
| Provincia Venezia | Ing. Francesco Chiosi |
| Comune Venezia | Prof.ssa Andreina Zitelli |



INDICE

| | | |
|--------|---|----|
| 1. | DEFINIZIONI | 4 |
| 2. | INTRODUZIONE | 5 |
| 2.1. | Atti presupposti | 5 |
| 2.2. | Atti normativi | 6 |
| 2.3. | Atti ed attività istruttorie | 6 |
| 3. | OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE | 7 |
| 3.1. | Generalità | 8 |
| 4. | INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE | 8 |
| 4.1. | Introduzione | 8 |
| 4.2. | Aria | 8 |
| 4.3. | Acque | 9 |
| 4.4. | Suolo e sottosuolo | 9 |
| 4.5. | SIN (Siti di Interesse Nazionale) | 10 |
| 4.6. | Rumore | 10 |
| 4.7. | Aree soggette a vincolo | 10 |
| 5. | OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE | 11 |
| 5.1. | Assetto produttivo attuale | 11 |
| 5.2. | Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili | 16 |
| 5.3. | Consumi idrici | 19 |
| 5.4. | Scarichi idrici ed emissioni in acqua | 20 |
| 5.5. | Emissioni in atmosfera | 24 |
| 5.5.1. | Emissioni convogliate | 24 |
| 5.5.2. | Emissioni non convogliate: diffuse e fugitive | 28 |
| 5.5.3. | Emissioni poco significative | 30 |
| 5.6. | Rifiuti della Raffineria | 30 |
| 5.7. | Rumore | 31 |
| 5.8. | Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee | 31 |
| 5.9. | Odori | 34 |
| 5.10. | Altre forme di inquinamento | 34 |
| 6. | IMPIANTO DA AUTORIZZARE E PROPOSTE DEL GESTORE | 35 |
| 6.1. | Assetto produttivo AIA | 35 |
| 6.3. | Emissioni in aria nell'assetto AIA | 38 |
| 6.4. | Rifiuti nell'assetto AIA | 38 |
| 6.5. | Stabilimento STAP | 38 |
| 7. | VERIFICA DI CONFORMITÀ DEI CRITERI IPPC | 44 |
| 7.1. | Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili | 44 |
| 8. | CONSIDERAZIONI FINALI | 49 |
| 9. | PRESCRIZIONI | 50 |
| 9.1. | Massima Capacità Produttiva della Raffineria (MCP) | 50 |
| 9.2. | Emissioni in atmosfera | 50 |
| 9.2.1. | Emissioni convogliate | 50 |
| 9.2.2. | Fuel gas e Fuel oil: contenuto di zolfo | 52 |
| 9.2.3. | Emissioni non convogliate in aria | 53 |
| 9.2.4. | Emissioni in aria: ulteriori prescrizioni e limiti | 53 |
| 9.3. | Gestione serbatoi e pipe-way | 54 |
| 9.4. | Emissioni in acqua | 55 |
| 9.5. | Emissioni sonore e vibrazioni | 57 |
| 9.6. | Suolo, sottosuolo e acque sotterranee | 57 |
| 9.7. | Rifiuti | 57 |
| 9.8. | Stabilimento STAP | 60 |



| | | |
|-----|---|----|
| 10. | PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI..... | 61 |
| 11. | MANTUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI..... | 61 |
| 12. | DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI | 62 |
| 13. | PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI LUOGHI | 62 |
| 14. | BENEFICI AMBIENTALI..... | 62 |
| 15. | SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI..... | 62 |
| 16. | AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE..... | 63 |
| 17. | DURATA, RINNOVO E RIESAME..... | 64 |
| 18. | PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO | 64 |
| 19. | PIANI DA PRESENTARE ENTRO LA SCADENZA DELL'AIA..... | 65 |



1. DEFINIZIONI

| | |
|--|--|
| Autorità competente (AC) | Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale. |
| Ente di controllo | L'Istituto Superiore per la Protezione e le Ricerche Ambientali (ISPRA) per gli impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del D. Lgs. n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente della Regione Veneto (ARPAV). |
| 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 del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281. |
| Commissione IPPC | La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90. |
| Gestore | ENI S.p.A. Divisione Refining and Marketing – Raffineria di Venezia, indicato nel seguito con il termine Gestore. |
| Gruppo Istruttore (GI) | Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta. |
| Impianto | L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del d. lgs. n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento. |
| Inquinamento | L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi. |
| 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 intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. |
| Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) | I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3. |



| | |
|--|---|
| 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 Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito http://www.dsa.minambiente.it/aia , al fine della consultazione del pubblico. |
| Valori Limite di Emissione (VLE) | La massa di inquinante 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, segnatamente quelle di cui all'allegato III del d. lgs. n. 59 del 2005. |

2. INTRODUZIONE

Il Gruppo Istruttore

2.1. Atti presupposti

| | |
|------------|--|
| Visto | il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB / DEC / 153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione; |
| vista | la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2008-0001257 del 11/01/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della RAFFINERIA ENI di VENEZIA al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none">- Alfredo Pini- Lorenzo Ciccarese- Francesco Carella |
| vista | la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2009-0000699 del 27/03/2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale di ENI spa RAFFINERIA VENEZIA al Gruppo Istruttore così costituito: <ul style="list-style-type: none">- Antonio Mantovani - Referente GI- Antonio Voza- Rocco Simone- Michele Manzelli - Ndc |
| vista | la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2009-00002080 del 02/10/2009, che integra il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC con: <ul style="list-style-type: none">- Paolo Bevilacqua |
| preso atto | che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali: <ul style="list-style-type: none">- Roberto Morandi - Regione Veneto- Francesco Chiosi - Provincia di Venezia- Andreina Zitelli - Comune di Venezia |
| preso atto | che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA: <ul style="list-style-type: none">- Enrico Mazzocchi- Alessandro Casula- Liana De Rosa |



2.2. Atti normativi

| | |
|-------|--|
| Visto | il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento"; |
| vista | la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I"; |
| visto | 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 G.U. N. 135 del 13 Giugno 2005; |
| visto | i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del d. lgs. 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla G. U. n. 125 del 31 maggio 2007; |
| visto | il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006; |
| visto | l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi: <ul style="list-style-type: none">- 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;- deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;- 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 ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. |

2.3. Atti ed attività istruttorie

| | |
|-----------|---|
| Esaminata | la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 03/07/2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0017494, dalla società RAFFINERIA ENI spa VENEZIA; |
| esaminata | la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-00_2008-0000196 del 10/03/2008 |
| esaminate | <ul style="list-style-type: none">- la richiesta di proroga termini prot. CIPPC-00_2008-0000498 del 29/04/2008;- la concessione proroga termini prot. CIPPC-00_2008-0000550 del 13/05/2008;- le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite al protocollo CIPPC-00_2008-0001118 del 27/08/2008; |
| esaminata | la relazione trasmessa da ARPAV ed acquisita al protocollo CIPPC-00_2009-0000729 del 30/03/2009; |
| esaminata | la documentazione volontaria trasmessa dal Gestore: <ul style="list-style-type: none">- Nota - relazione verifica sistema monitoraggio impianto COGE ed acquisita al protocollo CIPPC-00_2009-0001022 del 30/04/2009;- Integrazione finalizzata miglioramento assetto emissivo ed acquisita al protocollo CIPPC-00_2009-0002438 del 18/11/2009;- Documentazione del 2 aprile 2010 (CIPPC_00-2010-0000672 del 12/04/2010); |
| esaminate | le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente: |



| | |
|-----------|---|
| | <ul style="list-style-type: none">- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);- Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005); |
| esaminati | <ul style="list-style-type: none">- i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale:- Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - Febbraio 2003- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007- Reference Document on General Principles of Monitoring – Luglio 2003- Reference Document on Industrial Cooling Systems – Dicembre 2001- Reference Document on BAT on Emissions from Storage – Dicembre 2001- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31.01.2005)- Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – Marzo 2009- Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31.01.2005)- Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 (DM 29 gennaio 2007). |
| esaminata | La documentazione prodotta da ISPRA e precisamente: <ul style="list-style-type: none">- Scheda Sintetica "046-ENI-Venezia-sc2" del 10 marzo 2008,- Relazione Istruttoria "046-ENI-Venezia-ri2" del 29 marzo 2010,- Piano di monitoraggio e controllo "pmc Raffineria di Venezia finale rev 30giu 2010" |
| esaminati | i seguenti verbali: <ul style="list-style-type: none">- Riunione GI del 26 febbraio 2008 (CIPPC-00_2008-0001119 del 29-08-2008)- Riunione GI-Gestore del 26 marzo 2008 (CIPPC-00_2008-0001120 del 29-08-2008)- Riunione GI-Gestore del 7 maggio 2009 (CIPPC-00_2009-0001086 del 08-05-2009)- Riunione GI del 7 maggio 2009 (CIPPC-00_2009-0001087 del 08-05-2009)- Riunione GI-Gestore del 22 luglio 2009 (CIPPC-00_2009-0001630 del 23-07-2009)- Riunione GI-Gestore del 18 febbraio 2010 (CIPPC-00_2010-0000243 del 18-02-2010)- Riunione GI del 18 febbraio 2010 (CIPPC-00_2010-0000244 del 18-02-2010)- Riunione GI-Gestore del 25 marzo 2010 c/o la Regione- Riunione GI del 13 maggio 2010 (CIPPC-00_2010-0000976 del 14-05-2010)- Conferenza di Servizi del 14 maggio 2010 (CIPPC-00_2010-0001022 del 19-05-2010) |

3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

| | |
|-------------------------|--|
| Ragione sociale: | ENI S.p.A. Divisione Refining and Marketing – Raffineria di Venezia |
| Sede legale: | Piazza Enrico Mattei, 1 – 00144 Roma |
| Sede operativa: | Via dei Petroli 4 – 30175 Porto Marghera (VE) |
| Tipo di impianto: | Esistente |
| Codice e attività IPPC: | Principale: 1.2 – Raffinerie di petrolio (*) Secondaria: Nessuna 1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50 MW |
| Classificazione NACE: | 19.20 Fabbricazione di prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio |
| Classificazione NOSE-P: | 105.08 Trasformazione di prodotti petroliferi |
| Numero addetti: | 381 |
| Gestore: | Antonio De Stefano |



| | |
|--|---|
| Rappresentante legale: | Angelo Fanelli, Via Laurentina, 449 ROMA |
| Referente IPPC: | Luigi Russo, luigi.russo@eni.it, 041 5331296 |
| Impianto a rischio di incidente rilevante: | SI |
| Sistema di gestione ambientale: | Certificazioni SGA: ISO 14001 e EMAS |
| | (*) Nel 2007 il gestore ha chiesto di includere lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera (denominato STAP), non IPPC, attiguo e connesso alla Raffineria. |

3.1. Generalità

La Raffineria Eni di Venezia, con una superficie di oltre un milione di metri quadri, rappresenta all'interno del polo industriale di Porto Marghera uno degli stabilimenti più estesi.

La raffineria è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie, in servizi ausiliari, dove è prodotta l'energia termica ed elettrica, ed in impianti ausiliari al processo. Inoltre, la raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali il grezzo è avviato alla lavorazione.

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1. Introduzione

Gli strumenti di programmazione urbanistica vigenti sull'area industriale sono:

- il Piano di Area Laguna e Area Veneziana (PALAV) del 1995 aggiornato al 1999, che classifica l'area di Porto Marghera "zona industriale di interesse regionale e aree di possibile trasformazione industriale";
- il PRG con variante per Porto Marghera del 1999, aggiornato al 2004¹ per la regolamentazione delle aree di danno soggette a RIR, che classifica l'area ENI come zona D/Speciale/V-Attività petrolifere in esercizio con destinazione finale a verde urbano con recupero ambientale. Il piano dispone che, in caso di dismissione di tutto o parte dell'insediamento industriale, la nuova destinazione prevista è di Verde urbano (Vu).

Il contesto nel quale si inserisce l'area è a destinazione esclusivamente industriale (zone territoriali omogenee di tipo D, come da variante per la terraferma), con presenza di area a Verde urbano attrezzato, fasce di rispetto ferroviario, zone per attività produttive di progetto e area del Porto commerciale.

4.2. Aria

La zonizzazione individuata dal Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (PRTRA) (D.C.R. 57/2004) sulla base del superamento dei valori limite e delle soglie di allarme per i diversi inquinanti, classifica il Comune di Venezia in:

- Zona A - aree caratterizzate dal superamento dei valori limite aumentati del margine di tolleranza e/o della soglia di allarme, per il PM₁₀ e per gli IPA;
- Zona B - aree caratterizzate dal superamento dei valori limite (senza margine di tolleranza), per il benzene e l'ozono.

Per la riduzione degli inquinanti PM₁₀ e IPA nella zona A, il PRTRA prevede la predisposizione di piani di azione che tra l'altro prevedano il blocco del traffico programmato differenziato per tipologie di veicoli, misure di incentivazione alla mobilità sostenibile, limitazioni degli orari di riscaldamento per impianti termici civili e produttivi funzionanti a combustibili non gassosi, riduzione dei livelli di emissioni di polveri e IPA delle attività produttive esistenti anche mediante accordi volontari (es. EMAS e ISO 14000) e regolamentazione del sistema delle autorizzazioni di nuovi insediamenti al fine di migliorare complessivamente il bilancio di area.

¹ D.C.C. n.119 del 4/10/2004.



Per l'area del polo industriale di Marghera, individuata dal PRTRA come zona industriale da risanare, il piano indirizza ad una graduale riduzione delle emissioni inquinanti, rimandando agli obiettivi dell'Accordo di Programma per la Chimica di Porto Marghera.

Per quanto riguarda la qualità dell'aria, a livello regionale si è assistito ad una riduzione dei livelli medi di PM₁₀ nel periodo 2005-2008, come risultato di una riduzione delle emissioni inquinanti e di favorevoli condizioni meteo climatiche. L'anno 2008 ha presentato condizioni mediamente più favorevoli alla dispersione di polveri sottili rispetto agli anni precedenti.

4.3. Acque

L'area di Porto Marghera risulta interna al *Bacino idrografico scolante della Laguna di Venezia* (Autorità di Bacino non ancora istituita), ed appartiene all'Autorità d'Ambito Territoriale della Laguna di Venezia² (AATO) costituita nel 1998.

La rete idrica superficiale, gli impianti industriali e le fognature versano nella laguna, in condizioni di deflusso ordinario, gli scarichi inquinanti nel Bacino Scolante (ampia area di terraferma).

Il Piano di Tutela delle Acque (P.T.A.) della Regione Veneto classifica l'area del petrolchimico *area sensibile* ai sensi del D.Lgs. 152/06, imponendo agli scarichi delle acque reflue urbane ed industriali, il rispetto di prescrizioni e limiti più restrittivi per azoto e fosforo.

Per la Laguna di Venezia ed il suo Bacino Scolante si applicano i limiti del D.M. del 30/07/99³, molto più restrittivi dei limiti nazionali sia per gli inquinanti comuni sia per i microinquinanti inorganici ed organici.

Il P.T.A. registra anche un grado di vulnerabilità della falda freatica di livello medio-basso ed un livello di alta vulnerabilità per quanto riguarda i fenomeni di erosione della costa.

Le politiche di prevenzione dell'inquinamento e risanamento delle acque del bacino idrografico della Laguna di Venezia, sono oggetto di specifica normativa e parte integrante del Piano Direttore 2000, che a sua volta integra il Piano di Area della Laguna e dell'Area Veneziana (PALAV).

Le analisi elaborate da ARPA Veneto sul Livello di Inquinamento espresso dai Macrodescrittori (LIM), calcolato nel periodo 2003/2004 ai sensi del D.Lgs.152/99 e s.m.i. e dal Decreto 258/00, hanno restituito risultati che mostrano per l'area di Porto Marghera un indice LIM di livello 3 (sufficiente), rispetto al livello 4 (scadente) del 2002. I valori dell'Indice Biotico Esteso confermano la situazione di degrado in particolare per le zone centromeridionali del bacino scolante.

Le campagne di biomonitoraggio eseguite da ARPAV nel 2002, integrate con le analisi del monitoraggio biologico eseguito dalla Provincia di Venezia, evidenziano una situazione di generale degrado con valori di IBE medi corrispondenti ad "ambienti inquinati o comunque alterati" (III classe) in corrispondenza delle sezioni di chiusura dei bacini, e di "ambienti molto inquinati o comunque molto alterati" (IV classe) in prossimità del polo industriale.

Le concentrazioni di azoto ammoniacale aumentano passando dalle stazioni di sorgente a quelle di foce per l'aumento delle pressioni antropiche (scarichi puntiformi civili, industriali e zootecnici), evidenziando in corrispondenza dell'area di Porto Marghera un livello di inquinamento elevato.

4.4. Suolo e sottosuolo

L'area veneziana poggia su un materasso alluvionale quaternario, i cui litotipi costituiscono due differenti complessi sedimentari:

- il complesso quaternario inferiore, pleistocenico, costituito da una sequenza di livelli sabbiosi alternati a livelli limoso-argillosi, con frequenti intercalazioni torbose;
- il complesso quaternario superiore, olocenico, caratterizzato da sequenze tipiche di un ambiente deposizionale litoraneo, con litologie sabbiose fini e sabbioso limose.

L'area di Porto Marghera è caratterizzata dalla presenza di materiali di colmata con spessori fino a 6 m.

² L'AATO Laguna di Venezia pianifica e controlla il sistema idrico integrato (S.I.I.) dei 25 Comuni (tra cui Venezia) delle Province di Venezia e Treviso, compresi nel bacino idrologico. Il suo territorio si estende su 1.266 km², con un bacino d'utenza di quasi 650.000 abitanti su cui operano quattro gestori, che hanno in comune il corpo idrico ricettore degli scarichi: la Laguna di Venezia.

³ Limiti agli scarichi industriali e civili che recapitano nella Laguna di Venezia e nei corpi idrici del suo bacino scolante, ai sensi del punto 5 del D.I. del 23/04/98 recante requisiti di qualità delle acque e caratteristiche degli impianti di depurazione per la tutela della Laguna di Venezia.



Dal punto di vista idrogeologico, è possibile distinguere nel sottosuolo un 1° intervallo costituito da acquiferi a geometria lenticolare (fino a circa 60 m dal piano campagna), scarsamente continui a scala regionale ma significativi a scala locale per la comprensione delle direttrici preferenziali di deflusso. Più in profondità, fino ai 350 m dal piano di campagna, si distingue un 2° intervallo costituito da acquiferi confinati.

4.5. SIN (Siti di Interesse Nazionale)

Nel 1998 con la legge n. 426 "Nuovi interventi in campo ambientale", Porto Marghera fu individuata come Sito di Interesse Nazionale per il quale è prioritaria la realizzazione di interventi di bonifica e ripristino: il Gestore, ai sensi del D.M. 471/99⁴, avvia le indagini sulla caratterizzazione del sito che porteranno alla predisposizione dei Progetti di Bonifica.

Nel corso delle attività di caratterizzazione analitica (luglio-settembre 2004) è emersa la contaminazione dei suoli da sostanze organiche ed inorganiche.

I risultati analitici dei campioni di **suolo** prelevati, confrontati con i limiti del D.M. 471/99 per le aree ad uso Commerciale ed Industriale, evidenziano non conformità diffuse nei primi metri di sottosuolo (profondità inferiore a 5 m da p.c.) in diverse aree dell'Isola di Raffineria e dell'Isola dei Serbatoi:

- *metalli*, le eccedenze più rilevanti riguardano i parametri Arsenico, Piombo, Zinco, Cadmio, Mercurio, Antimonio e Rame, presenti in tutte le aree indagate, con valori più elevati nell'Isola dei Serbatoi e nella Zona Nord-Est dell'Isola di Raffineria,
- *idrocarburi leggeri (C<12) e pesanti (C>12)*, la contaminazione a carico del sottosuolo, rinvenuto alla profondità media di 5 m da p.c., interessa principalmente l'Isola di Raffineria dove sono state riscontrate anche eccedenze di composti aromatici e IPA. Le eccedenze di BTEXS ed IPA rinvenute rappresentano una frazione molto limitata del totale dei campioni prelevati,
- *composti organo-alogenati*, rispettano i limiti previsti dalla normativa vigente in tutti i campioni di suolo prelevati, ad esclusione di un unico punto interno alla Raffineria,
- *diossine*, superano il limite normativo nel settore Sud-Ovest dell'Isola dei Serbatoi, mentre non conformità al limite sono state riscontrate nella Zona Nord-Est, limitatamente ad un punto di indagine,
- *restanti parametri analitici investigati nei campioni di suolo prelevati (Clorobenzeni e PCB)*, rispettano i limiti normativi in tutti i punti di indagine realizzati.

I risultati analitici delle analisi del 2004 sui 54 piezometri della rete esistente e sui 28 realizzati con la caratterizzazione integrativa, hanno evidenziato eccedenze di sostanze organiche nei piezometri della falda superficiale ed una diffusa conformità nei piezometri di prima falda.

4.6. Rumore

Il Comune di Venezia si è dotato del Piano di zonizzazione acustica approvato con delibera del Consiglio Comunale n. 39 del 10/02/2005. Per tutta l'area industriale di Porto Marghera è stata stabilita la classe VI - Leq dB(A) 70 diurno e notturno⁵ (limite assoluto di immissione), 65 dB(A) diurno e notturno (limite assoluto di emissione). Il criterio differenziale non si applica all'interno di aree in classe VI.

Nell'intorno della Raffineria prevale il tessuto industriale e non sono presenti recettori acustici sensibili. Dall'ultima mappatura acustica al perimetro degli stabilimenti, eseguita nel periodo ottobre – dicembre 2005 con campagna analitica ed in condizioni di regime degli impianti, risulta una piena conformità dei valori limite di immissione.

4.7. Aree soggette a vincolo

Dal 1987 *Venezia e la sua Laguna* hanno ottenuto il riconoscimento di Sito Unesco, Patrimonio mondiale dell'Umanità, nel quale "*Marghera e Mestre costituiscono le città industriali e moderne*".

⁴ Per Porto Marghera, in base a quanto prescritto dal MATTM durante le conferenze dei servizi del 27 febbraio 2004 e del 06 agosto 2004, per l'acqua in aggiunta ai parametri d'interesse tabellati nel D.M. 471/99 sono considerati i parametri MTBE con limite di riferimento pari a 10 µg/l ed il parametro Idrocarburi Totali come n-alcani C10-C40, in accordo con le metodiche suggerite dal parere ISS n°4541 del 1/12/2003 per il quale si considera il limite di 10 µg/l.

⁵ DPCM 1/3/1991.



La Laguna di Venezia è un'area sottoposta a vincolo ambientale ai sensi della L. 490/99.
Le aree protette più prossime alla raffineria sono i SIC di Laguna Medio Inferiore ed in Laguna Superiore di Venezia, il SIC/ZPS di Bosco di Carpenedo, e la ZPS Laguna di Venezia

5. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Le attività dell'ENI Refining & Marketing Raffineria di Venezia comprendono anche lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera (denominato STAP).

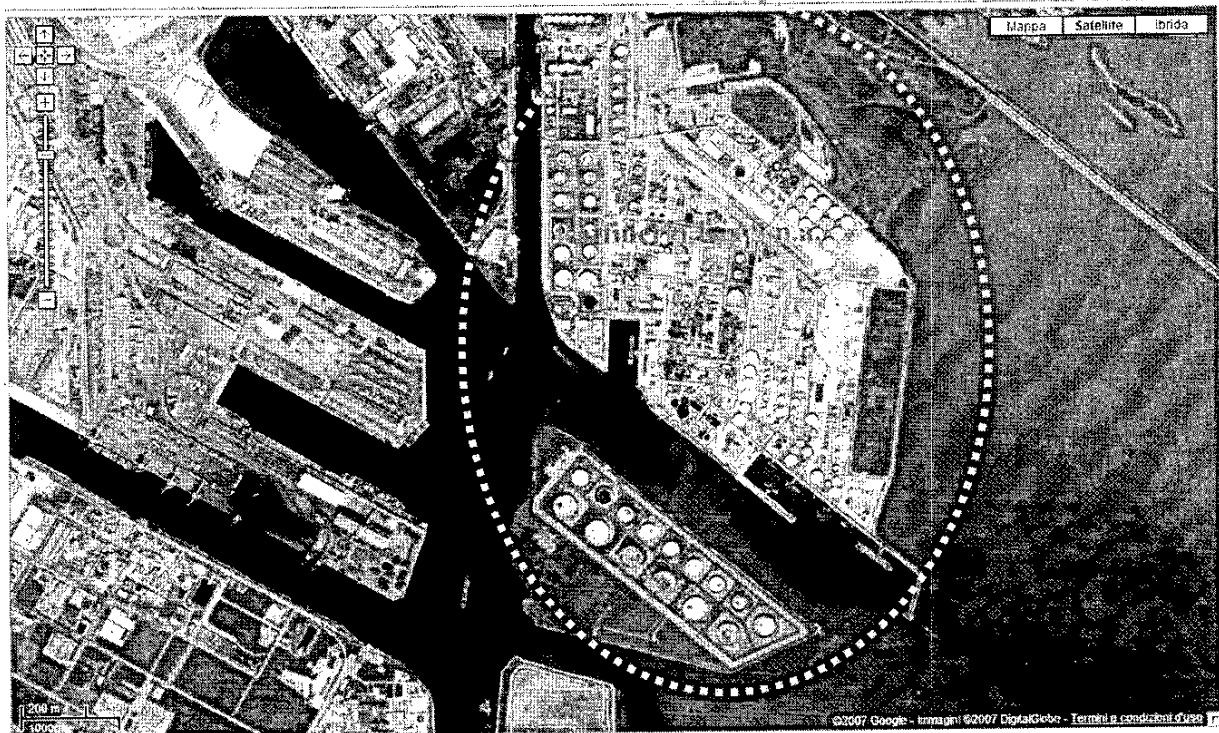
Fino ad Ottobre 2007, lo stabilimento STAP è stato esercito in maniera indipendente rispetto alla Raffineria. Nell'ambito del processo di integrazione operativa dei propri siti industriali l'ENI S.p.A. ha disposto che lo Stabilimento Produzione di Lubrificanti di Venezia confluisca nella contigua Raffineria di Venezia. L'entità confluita nella Raffineria è finalizzata principalmente alla produzione di oli e grassi lubrificanti destinati al mercato dell'autotrazione e dell'industria.

Il Gestore afferma che tale attività non è inclusa tra le attività IPPC ai sensi del D.Lgs. 59/05 ma con l'integrazione documentale all'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale del giugno 2008 chiede che tale attività venga compresa nell'AIA della Raffineria di Venezia.

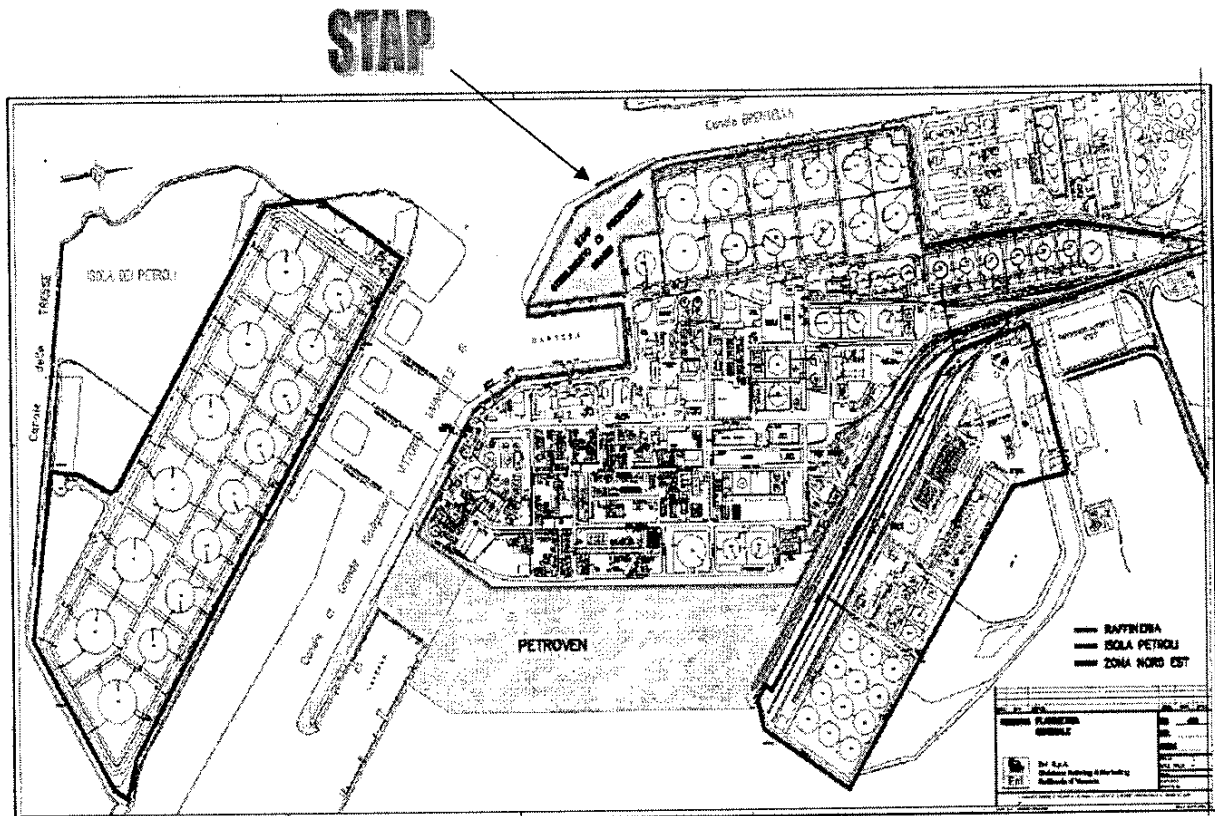
Il Gruppo istruttore rileva che trattasi di un'attività non IPPC svolta dal medesimo Gestore in un'area attigua alla Raffineria, tecnicamente connessa ad essa per una serie di attività di servizi (fornitura di energia elettrica, vapore, scarichi idrici, ...).

5.1. Assetto produttivo attuale

La Raffineria Eni di Venezia rientra tra i nove impianti sottoposti ad autorizzazione IPPC di competenza statale per il solo Comune di Venezia.



Ortofoto dell'area dell'impianto con individuazione del sito.



Planimetria della Raffineria

Il sito dell'impianto è suddiviso in tre aree (evidenziate in diversi colori nella figura soprastante):

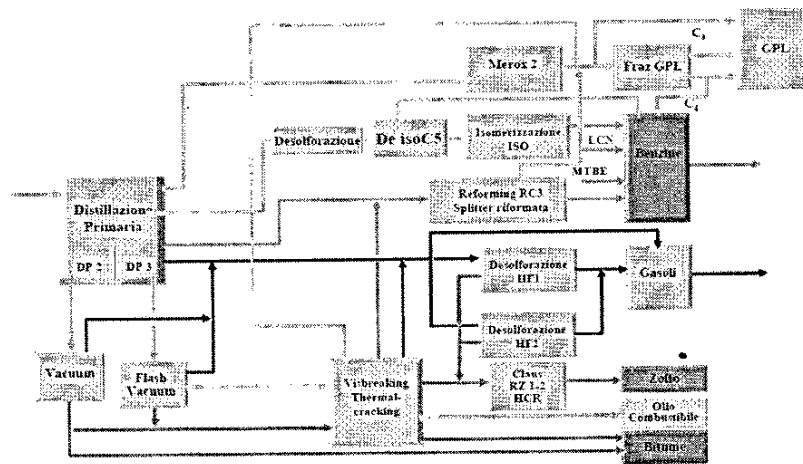
1. Raffineria, area di stoccaggio dei vari prodotti e degli impianti di processo;
2. Zona Nord-Est, adibita allo stoccaggio ed alla spedizione via terra di prodotti finiti (GPL, benzine, petroli, gasoli e oli combustibili), oltre al ricevimento via terra di greggio di provenienza nazionale. Il Gestore fa presente che una porzione dell'area demaniale è stata restituita al demanio nell'aprile del 2005.
3. Isola dei Petroli adibita allo stoccaggio del greggio, collegata tramite oleodotto sublagunare (diametro di 107 cm e lunghezza di circa 11 km) al Pontile di San Leonardo per l'attracco delle navi di rifornimento greggio.

Quadro impiantistico attuale

Dal 1990 ad oggi, il ciclo produttivo non ha subito sostanziali variazioni. La raffineria ha proceduto ad operazioni di revamping del topping e degli impianti di idrodesolforazione (con impiego di catalizzatori più adeguati) a seguito dell'ulteriore riduzione del tenore di zolfo nei gasoli.

La raffineria è idealmente suddivisa in unità di raffinazione vere e proprie, in servizi ausiliari, dove è prodotta l'energia termica ed elettrica, ed in impianti ausiliari al processo. Inoltre, la raffineria utilizza proprie infrastrutture portuali e di terra per mezzo delle quali il grezzo è avviato alla lavorazione.

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Il quadro degli impianti presenti è riportato nello schema e nella tabella a seguire.



La fase di raffinazione comprende tutti i processi svolti nelle seguenti unità:

| Impianti di Raffinazione | Descrizione |
|---|---|
| Distillazione Primaria 2 - DP2 | Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo. |
| Distillazione Primaria 3 - DP3 | Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo. |
| Desolforazione GPL - Merox 2 | Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL. |
| Isomerizzazione - ISO | Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera. Nel 2008 adeguamento tecnologico impianto con conversione a tecnologia Penex. |
| Reforming Catalitico 3 - RC3 | Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria. |
| Splitter nafta - PV1 | Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche. |
| Splitter GPL - SGPL | Separazione del Propano C3 dal Butano C4. |
| Visbreaking/Thermal Cracking VB/TC | Processo di conversione termica dei distillati pesanti in prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio); i prodotti residui sono usati per la produzione di olio combustibile e bitume. |
| Desolforazione Gasolio/kerosene 1 - HF1 | Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo. |
| Desolforazione Gasolio/kerosene 2 - HF2 | Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo. |
| Unità 22 - Rigenerazione Ammine | Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas degli impianti di desolforazione mediante la separazione dell'H ₂ S. |
| Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR | Unità in cui il gas acido (H ₂ S) è convertito in zolfo liquido. |
| Strippaggio Acque Acide - SWS1, SWS2 e SWS3 | Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi. |
| Trattamento Acque Reflue TE | Unità a cui affluiscono tutte le acque di impianto (meteoriche, civili, processo) mediante la rete fognaria e sono trattate prima di essere scaricate a mare. |

Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

| Impianti Ausiliari | Descrizione |
|---|---|
| Cogenerazione vapore e energia elettrica [COGE] | Unità in cui sono prodotti il vapore di processo e l'energia elettrica necessaria per i servizi di raffineria e per gli offsites. |
| Distribuzione energia elettrica | Cabine e sottostazione elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta. |
| Blow-down e torcia | La raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. |



| | |
|---|---|
| | Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas. L'unità DP2 risulta asservita da un sistema con torcia fredda. |
| Produzione aria compressa e distribuzione | La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti. |
| Distribuzione acque industriali e di refrigerazione | L'approvvigionamento di acqua avviene da tre distinte fonti: <ul style="list-style-type: none">• acqua potabile, fornita dalla rete pubblica dell'Acquedotto Comunale Ve.S.T.A.;• acqua mare di raffreddamento, proveniente dal Canale V. Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio;• acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demi e come acqua industriale, proveniente dal fiume Sile e fornita mediante Convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (CUAI). |

Impianto COGE

L'impianto di Cogenerazione (COGE) è utilizzato per la produzione di:

- vapore d'acqua a 3 livelli di pressione, utilizzato ai fini di processo e come fluido motore in turbine accoppiate a macchine rotanti;
- energia elettrica destinata a consumi interni di stabilimento e ad immissione in rete di trasmissione nazionale (RTN) della quota parte di produzione eccedente i consumi interni.

La struttura si compone di:

- TG01: turbina a gas accoppiata ad un alternatore per la produzione di energia elettrica;
- B01: caldaia a recupero e post-combustione;
- B02: caldaia a fuoco diretto per la produzione di vapore;
- TGV01: turbina a vapore a contropressione accoppiata ad un alternatore per produzione di energia elettrica e distribuzione del vapore.

L'acqua di alimentazione alla caldaia è fornita da:

- n. 1 unità di demineralizzazione su resine a scambio ionico che tratta l'acqua prelevata dall'acquedotto consortile delle utenze industriali (ex CUI) alimentato dal fiume Sile,
- n. 1 unità di recupero e trattamento delle condense di vapore di provenienza dagli impianti di raffineria.

La raffineria è connessa con la rete elettrica nazionale RTN attraverso due trasformatori 132 - 15 kV. Sulle sbarre 15 kV sono connessi i due alternatori accoppiati alle turbine precedentemente descritte. Da queste sbarre attraverso 4 trasformatori 15-3 kV sono alimentate le 15 sottostazioni elettriche di stabilimento.

Turbina a gas (TG01)

Il turbogeneratore a gas ha una potenza nominale di 25,9 MW elettrici ed è alimentato da Fuel gas di raffineria, compresso (16 barg, 140°C) da n° 2 compressori alternativi, di cui uno di riserva.

Il combustibile è iniettato nelle camere di combustione dove fluisce aria compressa dal compressore assiale della turbina a circa 9 bar. I gas ad alta temperatura che escono dalla camera di combustione si espandono nei convogliatori a gas e fluiscono nella parte turbina dove la loro energia è convertita in energia meccanica. Parte dell'energia sviluppata è utilizzata per muovere il compressore della turbina, mentre parte aziona un generatore per la produzione di energia elettrica, collegato alla turbina mediante un riduttore.

I gas combusti escono dalla turbina ad una temperatura di circa 490 °C e giungono nella sezione di ingresso della caldaia a recupero (B01).

Caldaia a recupero (B01)

La caldaia a recupero sfrutta il calore residuo di combustione presente nei fumi di scarico del turbogas. Essa produce vapore surriscaldato (125 t/h di vapore alla pressione di 43 barg) per recupero termico e post-combustione mediante bruciatori misti olio combustibile (Fuel oil) e gas di raffineria (Fuel gas).

Caldaia a fuoco diretto (B02)

Nell'impianto COGE è presente una caldaia tradizionale a fuoco diretto con bruciatori misti olio combustibile (Fuel oil) e gas di raffineria (Fuel gas) a garanzia della flessibilità e continuità di esercizio, utilizzata per sopperire ad eventuali punte di carico di richiesta vapore. Tale caldaia ha una produzione nominale di 120 t/h a 43 barg.



Turbina a vapore (TGV01)

La turbina a vapore a contropressione ha una potenza nominale di 7,9 MW. Essa è alimentabile nominalmente con 120 t/h di vapore prodotto dai generatori di Raffineria a 43 barg.

Il vapore scaricato dalla turbina è distribuito alle utenze di media e bassa pressione di Raffineria. Sono eseguiti:

- n° 2 spillamenti nominali di 80 t/h a 14 barg e di 32 t/h a 4 barg da immettere nelle reti di distribuzione vapore agli impianti ed ai servizi vari;
- n°1 spillamento di 8 t/h a 24 bar per l'iniezione di vapore in turbina a gas per l'abbattimento di NOx.

Combustibili utilizzati nell'impianto COGE

L'impianto di cogenerazione utilizza olio combustibile (Fuel oil) e gas di raffineria (Fuel gas), entrambi autoprodotti dallo stabilimento. Solo per la fase di avviamento del Turbogas è utilizzato butano.

Nel 2005, sono state impiegate le seguenti quantità di combustibile:

| CONSUMI COMBUSTIBILI, ANNO 2005 (ton) | | | | Produzione totale di vapore (al netto dei consumi interni di impianto) | Produzione di energia elettrica da turbina a gas e turbogeneratore a vapore | |
|---------------------------------------|----------------------------------|---------------------------------------|----------------------|--|---|-----------------|
| | <i>Caldiaia a recupero (B01)</i> | <i>Caldiaia a fuoco diretto (B02)</i> | <i>Turbina a gas</i> | | | TOTALE |
| FUEL GAS | 6.465 | 7.193 | 49.133 | 62.790 | 912.935 tonnellate | 235.747,712 MWh |
| FUEL OIL | 10.760 | 20.590 | | 31.350 | | |

Le caratteristiche degli impianti della raffineria sono tali da rendere praticamente costanti le quantità di utilities richieste, a meno di variazioni stagionali: le quantità di olio combustibile e gas impiegati per la produzione di vapore ed energia elettrica non presentano, pertanto, variazioni di rilievo.

Descrizione delle attività ai Terminali

A) Terminale di S. Leonardo

Presso il terminale di San Leonardo avviene esclusivamente la "ricezione e scarica" del petrolio greggio.

Le operazioni di scarica del petrolio greggio sono in completo ciclo chiuso.

In assetto non operativo, il terminale del braccio snodato di collegamento alla nave in dotazione al pontile è provvisto di coperchio terminale che viene rimosso solo al momento della connessione al "manifold" della nave, sulla base di quanto previsto nelle procedure operative, che dispone di una flangia di chiusura che viene rimossa solo al momento del collegamento.

Le attività di sconessione del braccio dal manifold prevedono in sequenza la richiusura dei terminali all'atto dello scollegamento in modo speculare a quanto prima indicato per le fasi di collegamento.

Per quanto concerne le attività della nave, si evidenzia quanto di seguito riportato.

Le petroliere ammesse all'ormeggio dispongono di un efficiente sistema di inertizzazione delle cisterne contenenti il greggio che esclude la possibilità di emissione di vapori di greggio all'atmosfera durante le operazioni di scarico del greggio; sono inoltre dotate di un sistema fisso e a circuito chiuso per la misurazione del livello di greggio nelle cisterne e di un sistema di campionamento con sonda ad immersione a circuito chiuso, che prevede la chiusura del pozzetto di prelievo prima dell'estrazione del campione.

Le operazioni di lavaggio delle cisterne con greggio sono regolamentate dall'Ordinanza della Capitaneria di Porto n° 78/82; l'operazione è consentita previo parere favorevole del tecnico R.I.Na. (Registro Italiano navale) e del Consulente Chimico del Porto perché deve avvenire in atmosfera isolata con contenuto di ossigeno controllato in modo che si lavori al di fuori del campo di esplosività.

B) Terminali Darsena di Raffineria

Per i pontili di Raffineria (Darsena) per quanto concerne le operazioni di scarica valgono gli stessi criteri di cui sopra, ad eccezione del lavaggio cisterne che non è ammesso nell'ambito portuale.

Per le operazioni di carica, la raffineria si è dotata di impianto di recupero dei vapori di benzina. Con lettera DIR/023 del 14.3.08, il gestore ha comunicato agli enti preposti di procedere alla messa in servizio dell'impianto.



5.2. Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

SERBATOI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI.

La Raffineria dispone di un parco di 127 serbatoi (greggio, semilavorati e prodotti finiti):

1. il greggio è stoccato in serbatoi ubicati presso l'Isola dei Petroli, la cui capacità complessiva è circa 550.000 m³, equivalente al 42 % della capacità totale suddetta;
2. i prodotti semilavorati e i prodotti finiti sono stoccati invece in serbatoi ubicati in area di Raffineria e in Zona Nord-Est.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime (segregazione di greggi in accordo alle diverse qualità) e dell'ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili. In particolare si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente. In tabella è riportato il quadro dei serbatoi suddivisi per tipologia di prodotto o categoria associata:

| Prodotto o categoria | Descrizione | Numero di serbatoi | Utilizzo dei serbatoi | N° | Capacità operative di stoccaggio (m ³) |
|----------------------|---|--------------------|--------------------------|------------|--|
| GPL | Serbatoi tumulati destinati allo stoccaggio di GPL | 16 | GPL | 16 | 5.364 |
| CAT. A | Serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità < 21°C (grezzi, benzine, ETBE, ecc); | 38 | Benzine/Virgin Nafta | 20 | 763.633 |
| | | | ETBE | 2 | |
| | | | Greggio | 16 | |
| CAT. B | Serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità 21 - 65°C (Petroli, Kerosene ecc.); | 12 | Kerosene | 12 | 16.587 |
| CAT. C | Serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità > 65°C (Gasoli, Oli combustibili, Bitumi, ecc.). | 61 | Gasolio/Biodiesel | 24 | 470.552 |
| | | | Olio Comb./ Slop/Hot oil | 28 | |
| | | | Bitume | 9 | |
| TOTALI | | 127 | | 127 | 1.256.136 |
| Altri | Acqua, condense, additivi, ecc. | 21 | | 21 | |

GREGGI IN ARRIVO

La Raffineria riceve i greggi mediante un oleodotto sublagunare - diametro di 42'' e lunghezza di ca. 11 km - che collega la Raffineria (Isola Petroli) ad un terminale, sito in località San Leonardo (Comune di Mira).

Le petroliere, ormeggiate al pontile, trasferiscono il greggio, immettendo nell'oleodotto sublagunare, ai serbatoi di stoccaggio situati nell'Isola dei Petroli della Raffineria tramite le proprie pompe di bordo.

Oltre al greggio, la Raffineria riceve via mare, attraverso una Darsena dedicata, la quasi totalità delle materie prime di natura petrolifera (ad eccezione di alcuni greggi di origine nazionale, introdotti mediante autobotti).

La Darsena di Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna. Le principali materie prime introdotte (prevalentemente via mare) per lavorazione o miscelazione sono:

- Virgin Naphtha (VN);
- Etil Terz Butil Etere (ETBE), booster ottanico per il blending benzine;
- benzina da cracking (LCN), utilizzata nel blending benzine;
- residui (ATZ/BTZ) da inviare come carica addizionale al topping o alla conversione termica per saturarne la capacità;
- benzine e gasoli semilavorati e finiti (da altre Raffinerie del settore).

La distribuzione dei prodotti finiti avviene tramite:



- oleodotti che collegano la Raffineria con il Deposito Costiero PETROVEN di Porto Marghera (per circa il 60% del flusso totale di prodotti esitati dalla Raffineria);
- navicisterna, con spedizioni da 2 pontili attrezzati situati in un'apposita darsena (coinvolgenti poco meno del 13% della produzione, essenzialmente oli combustibili pro bunker);
- autobotti o ferrocisterne (che coprono circa il 27% dell'esportazione dei prodotti finiti), caricati attraverso pensiline di carico in zona Nord-Est.

La Raffineria dispone di n. 3 pensiline di carico prodotti come di seguito strutturate:

- 19 corsie di carico per il caricamento di benzine, petroli, gasoli, oli combustibili, bitume e zolfo su autobotti;
- 1 corsia di carico per il caricamento su cisterne ferroviarie di benzine e gasoli;
- 3 corsie di carico per il caricamento di autobotti di GPL.

La Raffineria dispone inoltre di una baia a due corsie per lo scarico di autobotti di olio grezzo. Le materie prime di natura non petrolifera (in generale, additivi e chemicals) sono, invece, ricevuti via terra, mediante autobotti e/o con bulk in acciaio e Polietilene.

CONSUMO DI MATERIE PRIME (ALLA CAPACITÀ PRODUTTIVA)

La capacità produttiva autorizzata è di 4.550.000 t/a di petrolio greggio.

Nella tabella seguente è riportato il bilancio in/out delle materie prime e dei prodotti finiti (nel 2005):

| IN | OUT |
|--|--|
| Grezzi: 3.626.000 t Semilavorati: 700.000 t | Propano: 11.375 t GPL: 60.282 t Benzina aut.: 890.638 t Kerosene: 102.667 t Gasolio aut.: 1.503.325 t Gasolio risc.: 291.522 t OC ATZ: 501.030 t OC BTZ: 345.525 t Bitumi: 375.998 t Zolfo: 14.752 t Altri: 110.042 t Perdite: 22.893 t |

SERBATOI: MANUTENZIONE

La Raffineria si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su norme internazionali (Istruzione Operativa NT/ISP-SA/1100-04). La definizione dei piani ispettivi e manutentivi tiene conto di parametri, quali: caratteristiche tecniche del serbatoio (tipologia, materiali, spessori, ecc.), condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), storia di esercizio (dati ispettivi e anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.).

a) Doppio fondo per i serbatoi di categoria A, B ed una parte dei serbatoi di cat. C

Nel 2004 è iniziata attività di dotazione di doppio fondo su tutti i serbatoi di categoria A (Benzine/Virgin Nafta n° 20 serbatoi, ETBE n° 2 serbatoi, Greggio n° 16 serbatoi) e B (Kero/ATK n° 12 serbatoi), nonché su una parte dei serbatoi di categoria C (Gasolio e Biodiesel n° 24 serbatoi; sono esclusi i serbatoi di Olio Comb./Slop/Hot oil e di Bitume), secondo l'Istruzione Operativa TERAFF-NT/S 01/03.

Il Gestore dichiara che i serbatoi da dotare progressivamente di doppio fondo sono 74.

Il piano di intervento viene di conseguenza definito sulla base di:

- tipologia del serbatoio,
- evidenze da piani ispettivi,
- conseguente pianificazione economica su base quadriennale.

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa dei serbatoi già adeguati e i programmi di adeguamento:



| Prodotto | Cat. | N° Serbatoi | Adeguati | Programma 2010 | Programma 2011 | Programma 2012 | Anni successivi |
|----------------------|------|-------------|-------------------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Benzine/Virgin Nafta | A | 20 | 5 | 2 | 2 | 2 | 9 |
| ETBE | A | 2 | 2 | | | | |
| Greggio | A | 16 | 5 | 1 | 1 | 1 | 8 |
| Kero/ATK | B | 12 | 3 | 2 | 1 | 0 | 6 |
| Gasolio/Biodiesel | C | 24 | 8 | 2 | 1 | 2 | 11 |
| Totale | | 74 | 23⁽¹⁾ | 7 | 5 | 5 | 34 |

Nota ⁽¹⁾: I serbatoi 504 e 207, sebbene adibiti a stoccaggio di olio combustibile/slop, per i quali non è prevista la dotazione di doppio fondo, nel corso dell'intervento di manutenzione straordinaria, sono stati ugualmente muniti di doppio fondo, in previsione di una possibile futura destinazione d'uso. Pertanto i serbatoi dotati di doppio fondo sono N° 25.

Il GI osserva che nell'arco di 5 anni è stato realizzato il doppio fondo su circa il 30% di serbatoi.

b) Serbatoi muniti di guaina su tubi sonda/guida

Trattasi di una guaina flessibile avvolta sui tubi di guida e di calma nei serbatoi per il contenimento delle emissioni gassose fuggitive di VOC dai fori dei tubi medesimi.

La guaina è costituita in fibra di vetro siliconata con spirale esterna in poliestere e rivestita all'interno in PTFE (teflon). La lunghezza della guaina è corrispondente alla lunghezza del tubo nelle posizioni di massimo e minimo galleggiamento del tetto. E' fissata superiormente con un anello vincolato al tubo ed inferiormente dispone di un basamento di appoggio guaina appoggiato sul cassone del tetto. La guaina è tesa con serbatoio al limite inferiore del galleggiamento tetto, piegata su se stessa man mano che il tetto sale di livello rispetto al tubo.

L'installazione di guaina flessibile sui tubi sonda e i tubi di guida è stata prevista per i serbatoi a tetto galleggiante contenenti prodotti di categoria A.

Pertanto, i serbatoi interessati risultano:

- Benzine/Virgin Nafta N° 20 serbatoi
- ETBE N° 2 serbatoi
- Greggio N° 16 serbatoi

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa dei serbatoi già adeguati e i programmi di adeguamento:

| Prodotto | Categoria | N° Serbatoi | Guaina applicata | Guaina da applicare |
|----------------------|-----------|-------------|------------------------|---------------------|
| Benzine/Virgin Nafta | A | 20 | 3 | 17 |
| ETBE | A | 2 | 0 | 2 |
| Greggio | A | 16 | 3 | 13 |
| Totale | | 38 | 6⁽¹⁾ | 32 |

Nota ⁽¹⁾: I serbatoi a tetto galleggiante 103 e 803, sebbene adibiti a stoccaggio di gasolio e Kero (rispettivamente di categoria C e B), per i quali non è prevista la dotazione di guaina flessibile, nel corso dell'intervento di manutenzione straordinaria, sono stati ugualmente muniti di guaina, in previsione di una possibile futura destinazione d'uso. Pertanto i serbatoi a tetto galleggiante attualmente dotati di guaina flessibile sui tubi sonda/guida sono N° 8.

Il Gestore intende installare progressivamente la guaina sui tubi di sonda e guida dei serbatoi a tetto galleggiante in corrispondenza alla messa fuori servizio per manutenzione programmata.

c) Serbatoi dotati di doppie tenute e di vernice termoriflettente

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa dei serbatoi dotati di doppie tenute e lo stato di applicazione delle vernici termo riflettenti:



| Prodotto | Categoria | N° Serbatoi | Doppie tenute installate | Vernice termoriflettente | | |
|-------------------------------------|-----------|-------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| | | | | Applicata | Parzialmente applicata ⁽¹⁾ | Vernice in tinta chiara |
| Benzine finite | A | 6 | 6 | 6 | 0 | 0 |
| Benzine Semilavorate / Virgin Nafta | A | 14 | 14 | 6 | 4 | 4 |
| ETBE | A | 2 | 2 | 1 | 0 | 1 |
| Greggio | A | 16 | 16 | 3 | 6 | 7 |
| Totale | | 38 | 38 | 16 | 10 | 12 |

⁽¹⁾ Verniciato solo il tetto o solo il mantello

Il gestore afferma che, in ottemperanza ai riferimenti normativi (D.Lgs 152 Parte V - Titolo I - Allegato VII) la Raffineria ha già provveduto a dotare di doppia tenuta e vernice termoriflettente **tutti i serbatoi di benzina finita**, ossia, come si evince dalla scheda B.13, i seguenti 6 serbatoi: Serbatoio 508, Serbatoio 509, Serbatoio 510, Serbatoio 511, Serbatoio 719 e Serbatoio 721.

Inoltre, sono stati dotati di doppie tenute tutti i serbatoi a tetto galleggiante contenenti prodotti di categoria A, come riportato nella tabella di sintesi che segue:

- Benzine/Virgin Nafta N° 20 serbatoi
- ETBE N° 2 serbatoi
- Greggio N° 16 serbatoi.

Per quanto concerne l'applicazione di vernici termoriflettenti, per i serbatoi contenenti prodotti di categoria A, all'atto della manutenzione completa del serbatoio, si valuta lo stato della verniciatura e, nel caso risulti necessario procedere alla stessa, si può ricorrere all'applicazione di vernici termo riflettenti certificate. Si precisa comunque che, laddove non provvisti di vernice termo riflettente, i serbatoi in oggetto presentano verniciatura in tinta chiara, come previsto dalle LG MTD nazionali.

5.3. Consumi idrici

L'approvvigionamento idrico è eseguito su punti autorizzati da MAV e denominati:

- AL1: acqua mare da canale lagunare V. Emanuele III
- AQII: acqua industriale da C.U.A.I.
- AQC1/2: acqua potabile da V.E.S.T.A.

Il raffreddamento dei fluidi all'interno degli impianti è realizzato, oltre che con refrigeranti ad aria (air-coolers), mediante l'utilizzo di acqua mare in circuito aperto. L'acqua mare, prelevata dal canale V. Emanuele III e pre-trattata con agenti biocidi per evitare il proliferare di micro- e macro-fouling nei circuiti, è inviata ai refrigeranti di impianto (lato tubi di scambiatore) a scambio termico con fluidi di processo (lato mantello di scambiatore), collettata nelle vasche di calma e di ispezione PV4/5/7/8/9 prima della reimmissione nel canale lagunare.

Per quanto concerne l'acqua mare di raffreddamento, tenuto conto che si tratta di un ciclo ad unico percorso, segregato, il quantitativo scaricato coincide con quello prelevato:

Bilancio prelievi e scarichi acqua raffreddamento (acqua di mare) (2005)

| | [m ³ /a] |
|----------|---------------------|
| Prelievo | 57.467.872 |
| Scarico | 57.467.872 |

L'acqua industriale, prelevata dall'acquedotto C.U.A.I., è utilizzata per la preparazione di acqua demineralizzata per alimento generatori di vapore di raffineria, per utilizzi di processo e servizi di raffineria.



L'acqua potabile, utilizzata per uso igienico-sanitario, è prelevata dall'acquedotto comunale VE.S.T.A. Nella tabella successiva è riportato il consuntivo 2005 di prelievi di acqua dolce e scarichi idrici trattati.

| PRELIEVI IDRICI | [m ³ /a] | Totale [m ³ /a] |
|---------------------------|---------------------|----------------------------|
| Acqua potabile | 133.613 | 2.393.297 |
| Acqua industriale | 2.259.684 | |
| SCARICHI IDRICI | | |
| Linea imp. biologico | 2.303.292 | 2.404.822 |
| Linea imp. chimico-fisico | 101.530 | |

Il bilancio idrico è riportato per il ciclo dell'acqua dolce. La quantità di acqua scaricata è mediamente il 102% rispetto ai prelievi di acqua potabile e acqua industriale. Il dato si ricava tenendo conto dei seguenti due fattori principali rispetto ai due stream delle acque prelevate:

- contributo aggiuntivo di acque meteoriche che confluiscono in fognatura di Raffineria (piovosità media annua 2005-2007 di 765 mm);
- contributo riduttivo dovuto all'evaporazione di vapor d'acqua in atmosfera.

In particolare, l'evaporazione di vapor d'acqua è legata all'utilizzo di:

- vapore di atomizzazione del fuel oil bruciato ai forni/generatori di vapore di raffineria;
- vapore di abbattimento NOx inviato alle camere di combustione della turbina a gas di raffineria;
- vapore a torcia continua di raffineria;
- vents d'impianto;
- perdite delocalizzate dei collettori vapore.

5.4. Scarichi idrici ed emissioni in acqua

La Raffineria è stata regolarmente autorizzata allo scarico idrico nel canale V. Emanuele III, confluyente in laguna, ai sensi della determinazione del Magistrato alle acque Prot. 76 del 09/01/2008, che disciplina il rispetto di specifici riferimenti qualitativi degli inquinanti nel flusso idrico scaricato, secondo i limiti previsti dal DM 30/07/99, Tabella A, Sezioni 1, 2, 3. I punti di scarico autorizzati sono i seguenti:

- SM2 – effluente della linea di trattamento biologico;
- SM3 – effluente della linea di trattamento chimico-fisico;
- SM1 – Scarico totale unificato (acqua di mare di raffreddamento, scarico da SM2 e scarico da SM3).

In relazione all'obbligo o meno di rispettare i limiti più restrittivi previsti dal DM 30/07/99, Sezione 4, questa riporta limiti allo scarico di microinquinanti, più restrittivi della sezione 3, ed è relativa agli stabilimenti con scarico in laguna che non convogliano i reflui pretrattati al depuratore ASPIV di Fusina.

La Raffineria, quale firmataria dell'accordo di programma sulla chimica di Porto Marghera, ha assunto impegno formale a convogliare i reflui liquidi pretrattati dall'impianto di trattamento acque di scarico al depuratore ASPIV di Fusina. I valori di riferimento per lo scarico lagunare dei microinquinanti riportati nella Concessione allo scarico del MAV sono pertanto quelli della tabella A, sezione 3.

La Raffineria si è impegnata, nell'ottica del continuo miglioramento e delle logiche EMAS, a rispettare, per tutti i microinquinanti eccetto l'arsenico, per il quale il limite è quello della tabella A - sezione 3, i limiti allo scarico previsti dal DM 30/07/99 alla tabella 4 (punto 8 dell'autorizzazione MAV).

Sistema di trattamento effluenti

I reflui liquidi addotti al collettore unico di fognatura sono generati da:

- linee produttive di raffineria
- parco serbatoi di stoccaggio prodotti finiti (Zona Nord-est)
- parco serbatoi di stoccaggio greggio (Isola dei Petroli)
- insediamenti di raffineria (officine, cantieri di ditte terze, mensa, servizi)

Essendo unico il collettore di fognatura, su di esso insiste la totalità delle acque meteoriche interamente convogliate a trattamento. Il refluo di fognatura è sollevato, da pompe dedicate, al parco serbatoi acque reflue di raffineria per suo successivo trattamento, in controllo di portata, all'impianto Trattamento Acque



TE. Per questo motivo e poiché la raffineria non è dotata di scarichi meteorici di emergenza, il parco serbatoi acque reflue va considerato impiantisticamente integrato nella linea di depurazione dei reflui liquidi.

L'impianto TE si compone di due linee distinte di depurazione, denominate:

- linea biologico che scarica in SM2,
- linea chimico-fisico che scarica in SM3.

Le acque depurate sono convogliate ai punti di scarico, autorizzati dal MAV. Tali acque confluiscono in seguito al punto di scarico, denominato SM1, ivi miscelandosi con l'acqua mare di raffreddamento impianti prima della reimmissione comune al canale lagunare.

L'acqua mare di raffreddamento impianti costituisce ca. il 96% della portata totale scaricata in laguna.

- La linea chimico-fisico tratta il refluo liquido convogliato ai collettori unici dei parchi serbatoi ubicati in Isola dei Petroli ed in Zona Nord Est e si configura quale linea di depurazione a scarico discontinuo non periodico. La caratteristica di esercizio discontinuo ne consente l'utilizzo anche quale pretrattamento del refluo inviato alla linea biologico oppure, in alternativa, al riuso interno come acqua industriale di stabilimento.
- La linea biologico tratta la completezza dei reflui liquidi convogliati al collettore unico di raffineria e si configura quale linea di depurazione a scarico continuo. Essa può trattare il refluo liquido dei parchi serbatoi ubicati in Isola dei Petroli ed in Zona Nord Est sostituendosi in tal modo in-toto alla linea chimico-fisico.

Descrizione delle linee depurazione acque.

Le acque reflue, convogliate al collettore unico di fognatura di raffineria, sono inviate ad un apposito Impianto di Trattamento (Impianto T.E.). In particolare, esistono in Raffineria due distinte linee di trattamento, operative dal 1973, che assicurano allo scarico il rispetto delle norme previste per la Laguna di Venezia.

- **La linea di trattamento chimico-fisico** è impiegata per il trattamento delle acque scolanti dal parco serbatoi di Raffineria (Isola Petroli/Zona Nord Est), per un flusso complessivo fino a circa 150 m³/h. Si compone delle seguenti sezioni:
 - una miscelazione con polielettrolita/solfato di ferro quali agenti coagulanti ed abbattitori di eventuali solfuri presenti nell'affluente all'impianto
 - un flottatore ad aria disciolta (DAF) a riciclo parziale e due flottatori ad aria indotta (IAF)
 - due filtri a sabbia quarzifera
 - due filtri a carboni attivi.
- **La linea biologico**, a cui sono inviate le acque di processo e condense di vapore non recuperate, il drenaggio di apparecchiature e serbatoi, le acque derivanti da desalinatori, gli scarichi igienico-sanitari e le acque meteoriche raccolte nelle varie aree della Raffineria, per un flusso continuo complessivo fino a circa 240 m³/h (con un margine operativo del +20%), si compone delle seguenti sezioni:
 - una grigliatura meccanizzata, due dispositivi per la rimozione degli oli surnatanti e tre separatori a gravità tipo API
 - un serbatoio di equalizzazione dell'affluente all'impianto
 - una miscelazione con polielettrolita/solfato di ferro quali agenti coagulanti ed abbattitori di eventuali solfuri presenti nell'affluente all'impianto
 - un flottatore ad aria disciolta (DAF) a riciclo parziale e un flottatore ad aria indotta (IAF)
 - un trattamento biologico a fanghi attivi in vasche di denitrificazione-ossidazione/nitrificazione con associati due chiarificatori secondari
 - una filtrazione terziaria su sabbia quarzifera con disinfezione dell'effluente
 - due bacini di aerazione finali utilizzati quali riserva di acqua ad uso antincendio di Raffineria

Controlli acque reflue.

L'uscita della filtrazione terziaria della linea biologico alimenta le vasche antincendio S23, di volumetria pari a 3000 m³; l'uscita di tali vasche è convogliata a scarico lagunare. Quindi, alle portate medie trattate dalla



linea biologico, lo scarico lagunare risente dell'evoluzione anomala d'inquinante in uscita dalla filtrazione terziaria dopo 8 ÷ 10 ore.

Qualora, in uscita dalla filtrazione terziaria, il laboratorio misuri, per qualsiasi analita previsto dal piano analitico, un valore di concentrazione prossimo ai limiti di normativa, è effettuata con la massima tempestività un'immediata controanalisi. Qualora la controanalisi confermi valori prossimi ai limiti normativi, il Gestore predispone l'interruzione dello scarico lagunare, con azione su paratia di uscita S23 nord. Mantenendo in bilanciamento le vasche S23 per garantire, per motivi di sicurezza di raffineria, il massimo hold-up di riserva d'acqua antincendio, l'acqua in eccesso, non scaricabile, è inviata a stasi al parco serbatoi acque reflue di raffineria per suo successivo ritrattamento alla linea biologico.

All'atto del ripristino di corrette efficienze depurative della linea biologico il Gestore predispone il ripristino dello scarico lagunare da S23 nord.

Per quanto riguarda viceversa l'uscita della linea chimico-fisico, qualora il laboratorio misuri, per qualsiasi analitica previsto dal piano analitico PIANAL, un valore di concentrazione prossimo ai limiti di normativa, le caratteristiche di esercizio prettamente discontinue della linea consentono di procedere alla fermata della stessa. Il refluo liquido in trattamento alla linea chimico-fisico è quindi deviato a trattamento verso la linea biologico.

Per quanto riguarda il controllo dello scarico delle acque di raffreddamento, in ingresso alle vasche di calma e di ispezione PV4/5/7/8/9, ubicate a monte dello scarico dell'acqua di raffreddamento in laguna, sono installati analizzatori in linea di esplosività ed H₂S, a segnalazione di un eventuale trafileamento di fluidi idrocarburici di processo nell'acqua di raffreddamento (evento a minima frequenza d'accadimento).

Il controllo visivo dello scarico dell'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito routinariamente. Tale presidio operativo continuo è ulteriore garanzia della tempestiva segnalazione di un trafileamento di idrocarburi alle vasche di calma e di ispezione PV4/5/7/8/9 e consente di effettuare le operazioni di ricerca ed isolamento del refrigerante che ha originato il trafileamento in tempi che il Gestore dichiara tali da non provocare anomalie allo scarico lagunare ed il superamento del limite imposto da normativa vigente.

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza trimestrale, come previsto da specifica Istruzione Operativa Ambientale.

La metodologia seguita prevede misure di temperatura dell'acqua a 100 m dallo scarico lagunare e il confronto con misure di temperatura dell'acqua del canale V. Emanuele III in zona non influenzata dallo scarico di raffineria, al fine di controllare, come richiesto dalla normativa, che la differenza di temperatura tra punti a 100 m dallo scarico lagunare e la zona del canale V. Emanuele III non influenzata dallo scarico di raffineria sia inferiore a 3 °C.

Essendo unico il collettore di fognatura, su di esso insiste la totalità delle acque meteoriche, interamente convogliate a trattamento. Il refluo di fognatura è sollevato, via pompe dedicate, al parco serbatoi acque reflue di raffineria per suo successivo trattamento, in controllo di portata, all'impianto TE.

In concomitanza ad ogni precipitazione atmosferica, il Gestore effettua il controllo dell'avvenuta chiusura dei drenaggi dei bacini dei serbatoi di raffineria, Zona Nord-est ed Isola Petroli a conferma dell'isolamento dell'acqua meteorica gravante sui bacini suddetti. L'acqua meteorica è, al termine della precipitazione, gradualmente convogliata al collettore di fognatura.

Qualora le condizioni meteorologiche avverse comportino precipitazioni atmosferiche eccezionali per intensità e/o durata, il Gestore coordina l'invio al parco serbatoi greggi del refluo sollevato da fognatura eccedente la capacità del parco serbatoi acque reflue di raffineria.

Tale azione è inoltre eseguita qualora prolungate inefficienze depurative d'impianto TE comportino il superamento della capacità del parco serbatoi acque reflue di raffineria.

Prestazioni del sistema di trattamento effluenti

Nelle tabelle seguenti sono mostrati i valori medi per diversi parametri misurati allo scarico lagunare nell'anno 2005 dichiarati dal Gestore.



| <i>Linea biologico</i> | | |
|------------------------|----------------|--------------|
| | Anno 2005 mg/l | Limiti, mg/l |
| COD | 20,9 | 120 |
| BOD ₅ | 4,05 | 25 |
| oli minerali | 0,18 | 2 |
| azoto ammoniacale (*) | 0,23 | 2 |
| azoto nitroso (**) | 0,08 | 0,3 |
| azoto totale | 4,56 | 10 |
| solidi sospesi | 8,17 | 35 |
| fosfati | 0,05 | 0,5 |

| <i>Linea chimico-fisico</i> | | |
|-----------------------------|-----------------|--------------|
| | Anno 2005, mg/l | Limiti, mg/l |
| COD | 28,6 | 120 |
| oli minerali | 0,38 | 2 |
| azoto ammoniacale (*) | 1,13 | 2 |
| azoto nitroso (**) | 0,21 | 0,3 |
| azoto totale | 3,16 | 10 |
| fosfati | 0,05 | 0,5 |

(*) Espresso come NH_4^+ ; (**) Espresso come NO_2 .

Sulla base dei dati analitici disponibili a partire dal 2005, il Gestore stima i seguenti rendimenti medi:

Sezione flottazione:

- rimozione del COD del 48-58% corrispondente a valori medi del COD in ingresso di 230-270 mg/l e in uscita pari a 95-140 mg/l;

Sezione biologica:

- rimozione del COD superiore al 77%, mediamente compresa tra il 79-82%;
- rimozione del BOD mediamente pari all' 87%;
- rimozione dell'azoto totale superiore al 33%, con un rendimento di nitrificazione superiore al 72%;
- rimozione dell'ammoniaca pari al 90%;
- rimozione degli idrocarburi pari al 96%.

I rendimenti sono stati calcolati in base ai valori medi dei parametri riportati nella tabella successiva, misurati in ingresso/uscita dalla sezione biologica dell'impianto di trattamento.

Parametri in ingresso/uscita dalla sezione biologica

| Parametri ppm | IN | OUT |
|------------------|------|-----|
| COD | 126 | 24 |
| NH_4^+ | 4,6 | 0,4 |
| N totale | 6,7 | 4,5 |
| HC | 17,3 | 0,6 |
| BOD ₅ | 31 | 4 |

Fanghi

I fanghi estratti dai tre separatori a gravità tipo API, dalle sezioni di flottazione delle due linee di trattamento e la biomassa di supero dalle vasche di denitrificazione-ossidazione/nitrificazione sono sottoposti ad un trattamento di disidratazione per centrifugazione. Tale trattamento si compone delle fasi di:

- ispessimento
- condizionamento chimico mediante additivazione con polielettrolita
- disidratazione meccanica mediante centrifuga con estrazione della frazione oleosa che è inviata a serbatoi di slop.

La torta centrifugata è conferita a ditta terza che ne provvede al trasporto all'esterno della raffineria, per il successivo trattamento di stabilizzazione/inertizzazione e conferimento ad impianto autorizzato.



5.5. Emissioni in atmosfera

I forni degli impianti di processo e gli impianti di produzione di energia (elettricità e vapore tecnologico) sono le unità di una raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NOx, particolato, SOx. Tipicamente il 60% delle emissioni in atmosfera è originato dai processi di produzione energia. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva.

I composti organici volatili (VOC) si originano principalmente dallo stoccaggio, dal caricamento e movimentazione prodotti, dalle operazioni di separazione olio/acqua (presso l'impianto di trattamento reflui) e dalle apparecchiature e componenti (flange, valvole, tenute, drenaggi, etc.).

Altre emissioni in atmosfera comprendono H₂S, NH₃, BTX, CS₂, Mercaptani e Metalli (principalmente Ni e V) come particolato.

5.5.1. Emissioni convogliate

Le emissioni convogliate in atmosfera della Raffineria derivano da:

- emissioni di processo;
- emissioni da riscaldamento serbatoi bitume;
- emissioni di sfianti in atmosfera.

A) EMISSIONI DI PROCESSO

Caratteristiche delle sorgenti attuali alla massima capacità produttiva:

| Camini: | Unità asservite | Caratteristiche geometriche | | Caratteristiche emissive | | | | |
|---------|---|-----------------------------|--------------|------------------------------|------------|----------------|-------|-----------------|
| | | Altezza (m) | Diametro (m) | Portata (Nm ³ /h) | Temp. (°C) | Velocità (m/s) | % UR | %O ₂ |
| E03 | Distillazione primaria DP2 | 35 | 1,98 | 26.230 | 417 | 8,71 | 7,68 | 7,6 |
| E08 | Reforming catalitico RC3 | 70 | 1,58 | 35.850 | 189,5 | 11,95 | 9,28 | 6,7 |
| E12 | | 45 | 2 | 22.502 | 336 | 6,10 | 8,96 | 6,6 |
| E14 | | 36 | 2 | 52.151 | 323,5 | 15,12 | 10,45 | 7,6 |
| E15 | | Isomerizzazione | 35 | 2,55 | 32.578 | 323 | 5,62 | 6,77 |
| E16 | Desolfurazione HF1 | 40 | 1,2 | 12.906 | 383,5 | 11,42 | 10,97 | 7,5 |
| E17 | Desolfurazione HF2 e Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2 | 61 | 1,2 | 22.079 | 316 | 17,53 | 11,61 | 7,4 |
| E18 | COGE e Unità di distillazione primaria DP3 | 80 | 5 | 560.524 | 173 | 13,25 | 7,35 | 13,4 |
| E20 | Visbreaking / Thermal cracking | 80 | 2,8 | 69.258 | 192 | 6,26 | 12,47 | 4,6 |

(*) Dati riferiti alla MCP nell'assetto presentato nell'integrazione di Giugno 2008 (Allegato D5)

Dai due camini E18 e E20 è emessa la maggior quantità di SO₂ e NOx dell'intera raffineria. Su questi due camini vi è un monitoraggio in continuo delle emissioni.

Gli altri camini collegati alle unità di processo pesano relativamente meno e presentano concentrazioni medie di SO₂ di circa 1200 mg/Nm³ e di NOx di 300-400 mg/Nm³.

Le tabelle successive contengono i dati relativi ai combustibili utilizzati alla capacità produttiva.

| B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica) | | | | Anno di riferimento: 2005 |
|---|------|-------------------|-------------|---------------------------|
| Combustibile | % S | Consumo annuo (t) | PCI (kJ/kg) | Energia (MJ) |
| Fuel Oil | 1,02 | 132.159 | 40.612 | 5,367,236,022 |
| Fuel Gas | 0,24 | 70.434 | 47.139 | 3,320,201,089 |
| Fuel Gas AP | 0,24 | 49.135 | 47.097 | 2,314,126,484 |
| | | | | 11,001,563,594 |



Combustibili utilizzati alla massima capacità produttiva - 1ª fase (B.5.2)

| Tipologia Fuels | Qualità Fuels (%wt. S) | Quantità Bruciata (t/a) | PCI (kJ/kg) | Energia (MJ) |
|-------------------|------------------------|-------------------------|-------------|----------------|
| Olio Combustibile | 0,85 | 140.289 | 40.612 | 5.697.416.868 |
| Fuel Gas | 0,05 | 98.927 | 47.139 | 4.663.319.853 |
| Fuel Gas AP | 0,05 | 50.372 | 47.097 | 2.372.370.084 |
| | | | | 12.733.106.805 |

Combustibili utilizzati alla massima capacità produttiva - 2ª fase (B.5.2)

| Tipologia Fuels | Qualità Fuels (%wt. S) | Quantità Bruciata (t/a) | PCI (kJ/kg) | Energia (MJ) |
|-------------------|------------------------|-------------------------|-------------|----------------|
| Olio Combustibile | 0,85 | 116.330 | 40.612 | 4.724.393.960 |
| Fuel Gas | 0,05 | 98.927 | 47.139 | 4.663.319.853 |
| Fuel Gas AP | 0,05 | 50.372 | 47.097 | 2.372.370.084 |
| Gas Naturale | 0 | 20.000 | 47.139 | 942.780.000 |
| | | | | 12.702.863.897 |

Bruciatori Low NOx

Su richiesta del Gruppo istruttore, il Gestore ha riportato nella documentazione integrativa una tabella contenente l'elenco dei forni e delle caldaie di raffineria con indicato il numero e le caratteristiche dei bruciatori installati in termini di emissioni di NOx.

| Unità | Nome forno | Numero bruciatori | Combustione | Low NOx (SI/NO) | Caratteristiche emissive NOx (olio/gas) mg/Nm ³ | Potenza MW (Mcal/h) |
|--------------------------------|------------|-------------------|-------------------|-----------------|--|---------------------|
| DP2 | H1 | 8 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 8,6 |
| | H2 | 8 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 7,0 |
| | H3 | 8 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 7,8 |
| Riscaldamento serbatoio bitume | H610 | | | | | 1,4 |
| Totale camino n.3 | | | | | | 24,8 |
| RC3 - A | F3AN/CN | 12 (camera A) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 160/80 ppm | 33,89 |
| | | 10 (camera C) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 450/200 | |
| Totale Camino n. 8 | | | | | | 33,89 (29,14) |
| RC3 - B | F1 | 4 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 4,7 |
| | F2 | 8 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 16,6 |
| Totale Camino n. 12 | | | | | | 21,3 (18,29) |
| RC3 - C | F3A | 8 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 18,0 |
| | F3B | 4 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 9,3 |
| | B1 | 2 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 450/250 | 22,0 |
| Totale Camino n. 14 | | | | | | 49,3 (42,39) |
| ISO PENEX | A10 1 | 3 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 500/200 | 4,0 |
| | B10 1 | 12 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 500/200 | 26,7 |
| Camino n. 15 | | | | | | 30,7 |
| HF1 | F101 | 4 | Fuel Oil/fuel gas | NO | | 4,9 |
| | F102N | 3 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 450/150 | 7,3 |
| Totale Camino n. 16 | | | | | | 12,2 |



| | | | | | | |
|---------------------|--------------|-----------------|-------------------|----|-----------------|-------|
| HF2 | B101 | 9 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 300/100 ppm | 13,6 |
| | RZ1 | | | | | 1,3 |
| | RZ2 | | | | | 1,6 |
| Totale camino n. 17 | | | | | | 16,5 |
| COGE | B01 | 4 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 125/45 (TG+B01) | 158 |
| | B02 | 4 | Fuel Oil/fuel gas | SI | 335/100 | |
| DP3 | F1 | 36 | Fuel Oil/fuel gas | NO | (*) | 66,0 |
| Totale Camino n. 18 | | | | | | 224,0 |
| VBTC | VB F1 A/B | 8 (camera A) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 430/150 | 34,2 |
| | | 8 (camera B) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 430/150 | |
| | VB F2 A/B | 8 (camera A) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 430/150 | 32,7 |
| | | 8 (camera B) | Fuel Oil/fuel gas | SI | 430/150 | |
| | IB F1 | 3 | Fuel gas | NO | | 0,9 |
| Totale Camino n. 20 | | | | | | 67,8 |

(*) Per la sostituzione dei bruciatori Low NOx all'unità DP3 si veda nota del Gestore "AIA_Nota Assetto emissivo alla MCP_Marzo 2010.pdf".

Nelle Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili "Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e gas" è riportato che in genere i forni e le caldaie di notevole potenzialità termica normalmente raggiungono efficienze termiche pari o superiori all'85%.

I dati riportati nella tabella 1 della "nota rendimento e potenzialità forni" mostrano che l'efficienza termica dei forni principali della Raffineria sono in linea con quanto indicato dalle Linee Guida; un rendimento un po' inferiore si ha per forni più piccoli.

Centrale di cogenerazione (COGE)

La Raffineria di Venezia è stata autorizzata all'installazione dell'attuale centrale di cogenerazione (COGE) con decreto MICA 15/11/1991. In tale decreto i valori limite di emissione relativi all'impianto COGE (turbogas TG01 e generatori di vapore B01 e B02) sono stati così fissati:

| | | |
|--------------------------------------|------------------------|----------|
| NOx (espressi come NO ₂) | 180 mg/Nm ³ | 80 kg/h |
| CO | 100 mg/Nm ³ | 100 kg/h |
| SO ₂ | 450 mg/Nm ³ | 180 kg/h |
| Polveri | 10 mg/Nm ³ | 5 kg/h |

I suddetti limiti sono riferiti ad un tenore O₂ libero nei fumi del 15% e si intendono rispettati quando:

- nessun valore medio giornaliero, riferito alle ore di effettivo funzionamento, supera i valori limite di emissione;
- nessun valore medio orario supera il 125% dei valori limite di emissione.

Parallelamente all'avviamento del COGE nell'estate del 1993, come richiesto dal MICA, furono installati al camino centralizzato C18 analizzatori per il controllo in continuo delle emissioni di NOx, CO ed SO₂. L'ubicazione della presa degli analizzatori era tale per cui gli streams analizzati erano (fino al settembre 2008) comprensivi dell'apporto degli inquinanti provenienti dal forno F1 dell'impianto DP3.

Tale configurazione è stata adottata sin dall'avviamento dell'impianto di Cogenerazione in quanto, per la particolare conformazione strutturale delle condotte fumi, non era possibile la rilevazione dei flussi di detto impianto in condizioni isocinetiche, come previsto dalla norma; ciò in particolare per la condotta del gruppo TG + B01 che è di sezione rettangolare e lunghezza limitata. Tale soluzione fu notificata dal gestore agli enti preposti con lettera prot. SIPA/093 del 26/05/1992.

Indicando il Decreto MICA i valori limite degli inquinanti afferenti al solo impianto COGE, dal 2006 le Amministrazioni locali competenti hanno richiesto al Gestore un intervento che consentisse la corretta verifica sul COGE dei limiti autorizzati.



La raffineria non aveva e non ha in programma la realizzazione di camini separati e dedicati a ciascun impianto e pertanto ha attivato un sistema di monitoraggio delle sole emissioni dell'impianto di Cogenerazione per la verifica del rispetto dei limiti normativi.

Al fine di verificare la conformità dell'impianto di cogenerazione all'autorizzazione del MICA, era stato realizzato un algoritmo di calcolo che partendo dal dato totale di emissione al camino consente lo scorporo dei contributi dell'impianto stesso. L'algoritmo, descritto in dettaglio nella documentazione integrativa alla domanda di AIA del giugno 2008, era implementato on-line sul sistema DCS dell'impianto e consentiva la visualizzazione dei valori istantanei e delle medie orarie e giornaliere dei parametri di emissione.

ARPAV, tuttavia, in sede di verifica ispettiva, ravvisava la necessità di caratterizzare almeno una delle due emissioni mediante misura in continuo. Il gestore ha pertanto provveduto a realizzare degli studi per verificare la possibilità di implementare delle misurazioni di tipo diretto su almeno un flusso dei due impianti afferenti al camino.

Un primo studio, per verificare la fattibilità tecnica di misurare una delle due emissioni, prevedeva la misura in continuo delle emissioni dell'impianto di distillazione DP3 e la valutazione indiretta, per differenza con il totale, dell'apporto dell'impianto di Cogenerazione. Lo studio era stato inviato in data 02/02/2007 ad ARPAV.

Si è ritenuto tuttavia opportuno verificare anche la possibilità di una misurazione diretta delle stesse assegnando uno studio specifico alla società ABB. Le risultanze positive di detto studio erano state inviate, in data 27/06/2007, ad ARPAV che con nota del 23/08/2007 ha espresso parere favorevole alla realizzazione dell'intervento proposto. In sintesi, questa soluzione prevede la misura in continuo delle emissioni del solo impianto COGE mediante installazione di due analizzatori:

1. un analizzatore, di nuova installazione, sulla condotta della caldaia a fuoco diretto B02;
2. un analizzatore, rilocato dal precedente punto di misura C18, sulla condotta di convogliamento fumi del gruppo TG01+B01.

I dati provenienti dai due analizzatori saranno elaborati al fine di pervenire alla misura totale delle emissioni dell'impianto di Cogenerazione ed archiviati da un sistema informatico analogo a quello già esistente in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa.

Secondo quanto dichiarato dal gestore nel giugno 2008, l'intervento è già stato completato nel mese di settembre 2008 e quindi attualmente operativo.

Da notare che con tale modifica non si ha più la misura in continuo delle emissioni sul camino centralizzato C18 o comunque, contrariamente a quanto solitamente è effettuato in altre raffinerie, non vi è una misura in continuo dell'emissione dal forno di topping (DP3).

Il GI osserva che essendo la presente AIA centrata sull'autorizzazione alle emissioni come bolla dell'intera raffineria, diventa ora irrinunciabile la misura in continuo delle emissioni al camino 18, responsabile della quota prevalente delle emissioni inquinanti in atmosfera, per una verifica del rispetto della bolla prescritta.

Il GI ha pertanto stabilito una specifica prescrizione in merito al monitoraggio in continuo.

Unità di recupero vapori

In data 14 marzo 2008 il Gestore ha comunicato all'Autorità competente l'intenzione di mettere in esercizio l'Unità di Recupero Vapori (URV) da caricamento navi cisterna presso i pontili della Darsena di Raffineria.

Tale intervento è finalizzato al recupero dei vapori di benzina o di virgin naphtha durante le operazioni di carico delle navi e conseguente a minimizzare le emissioni diffuse provenienti da dette operazioni.

Il sistema di recupero vapori è ad adsorbimento e consente di rimuovere i vapori di idrocarburi dall'aria. I valori di emissione garantiti dall'impianto URV sono:

- 10 g VOC/Nm³;
- 5 mg benzene/Nm³.



B) EMISSIONI DA RISCALDAMENTO SERBATOI BITUME

| | |
|-----|---------------------------------------|
| E21 | da riscaldamento serbatoio bitume 601 |
| E22 | da riscaldamento serbatoio bitume 602 |
| E23 | da riscaldamento serbatoio bitume 603 |
| E24 | da riscaldamento serbatoio bitume 604 |
| E25 | da riscaldamento serbatoio bitume 605 |
| E26 | da riscaldamento serbatoio bitume 606 |
| E27 | da riscaldamento serbatoio bitume 607 |
| E28 | da riscaldamento serbatoio bitume 608 |

C) EMISSIONI DA SFIATI IN ATMOSFERA:

- S29 Unità Recupero Vapori caricamento benzine
- S30 Unità Recupero Vapori caricamento bitume
- S31 Unità Recupero Vapori serbatoi bitume
- S32 RC3-CCR (rigenerazione ciclica)
- S33 RC3 (rigenerazione catalizzatore)

- S 35/1.../26 Cappe laboratorio
- S36 Cappe laboratorio SOI CARB
- S37 Cappe laboratorio DP2
- S38 Cappe laboratorio SOIMOVSPED

- **S39 Torcia.** Applicata MTD: essa prevede un'iniezione di vapore, rapportata al flusso di gas in torcia per ridurre la fumosità e quindi il pennacchio; altezza dal suolo: 67,26 m.

5.5.2. Emissioni non convogliate: diffuse e fuggitive

Per il monitoraggio e controllo delle emissioni diffuse e fuggitive la Raffineria di Venezia non ha ancora implementato un programma completo LDAR, ma solo sull'impianto RC3 (*ALLEGATO 2A - Relazione tecnica LDAR.pdf* del giugno 2009).

La relazione contiene la descrizione dettagliata del monitoraggio delle emissioni fuggitive eseguito nel 2008 sull'impianto RC3. In particolare, come indicato nella norma EN 15446, è stato valutato l'impatto sul totale emesso dell'esclusione dei dispositivi uguali o inferiori a 2" e delle linee con liquidi pesanti. E' risultato che: le categorie che contribuiscono maggiormente alle emissioni sono le valvole di linea e la categoria sfiati/dreni/prese campione; l'uso di monitoraggi delle perdite fuggitive con sistemi video oltre a permettere la gestione di programmi di LDAR (Leak Detection and Repair) ha il vantaggio di essere estendibile al monitoraggio di tutti gli impianti di raffineria con tempi e costi contenuti.

Applicando i risultati delle verifiche effettuate, il gestore è arrivato ad ipotizzare valori di stima delle VOC fuggitive dall'intera raffineria molto inferiori a quelli attualmente stimati: circa 100 ton/anno, contro 287 ton/anno (rif. 2005).

La procedura precedentemente adottata dal Gestore fornisce le metodiche e i relativi fattori emissivi per il calcolo delle seguenti emissioni:

1. emissione diffusa da stoccaggio prodotti (serbatoi a tetto flottante);
2. emissione diffusa da caricazione prodotti;
3. emissione diffusa o fuggitiva da area impianti processo;
4. emissioni da vasche impianti di trattamento effluenti (TAE).

La procedura fornisce anche la stima del contributo di benzene, rispetto all'emissione complessiva di VOC. Per esso si considera un rapporto in peso benzene/VOC pari a circa 0,9%.

Nello schema seguente è riportato il risultato del calcolo delle emissioni diffuse e fuggitive effettuato dal Gestore per l'anno di riferimento 2005.



| B.8.1 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (dato storico) | | | Anno di riferimento: 2005 | |
|---|-------------------------------------|--|------------------------------|----------------|
| Fase | Emissioni fuggitive o diffuse | Descrizione | Inquinanti presenti | |
| | | | Tipologia | Quantità (ton) |
| 3 | DIF | Emissioni da serbatoi | COV | 97,4 |
| | | | Benzene | 0,88 |
| 3 | DIF | Caricamento prodotti | COV | 5,5 |
| | | | Benzene | 0,05 |
| 4 | DIF | Vasche trattamento effluenti | COV | 92,0 |
| | | | Benzene | 0,83 |
| 1, 2, 3, 4 | FUG | Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati impianti | COV | 287,2 |
| | | | Benzene | 2,58 |

1. Raffinazione, 2. Gestione Utilities, 3. Stoccaggio e Movimentazione, 4. Trattamento Reflui

Sistema blow-down e torce

Il Gestore dichiara che le strutture operative della raffineria che contengono sostanze infiammabili (HC, H₂) o tossiche (H₂S) non risultano essere soggette a rilasci nell'ambiente esterno, sotto forma di liquido e/o di gas, in condizione di normale funzionamento o durante gli avviamenti e le fermate.

Per garantire la massima sicurezza operativa degli impianti, tutti i recipienti che lavorano sotto pressione sono dotati di valvole di scarico automatiche, secondo le norme di legge (valvole di sicurezza, valvole di depressurizzazione rapida, etc.).

Il Gestore inoltre dichiara che il sistema blow down e torce è esercito in accordo a quanto previsto dal DM 29 Gennaio 2007 (linee guida MTD Raffinerie) in modo che tutti i potenziali scarichi di gas idrocarburici indesiderati o in eccesso oppure generati durante situazioni di emergenza, transitorio, fermata o avviamento degli impianti, sono convogliati al sistema di B.D e torce ove vengono distrutti, tramite ossidazione termica (Combustione) al fine di assicurare la sicurezza ed il controllo ambientale in tutte le condizioni operative; tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop), mentre i gas incondensabili, in condizioni normali, sono recuperati mediante l'ausilio di un compressore ad anello liquido e previo lavaggio con ammina inviati a rete fuel gas.

Infine, il Gestore dichiara che, in condizioni anomale per scarichi di sicurezza, i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza sono bruciati in quota attraverso la torcia di Raffineria. La presenza ed il funzionamento della torcia costituisce a tutti gli effetti un mezzo per la riduzione degli inquinanti; il sistema è dimensionato in modo tale da consentire lo scarico contemporaneo e la combustione completa di tutti i vapori e gas provenienti dagli impianti di Raffineria per il caso considerato dimensionante.

La Raffineria è dotata di un sistema di blow-down torcia descritto di seguito.

Il primo sistema raccoglie gli scarichi di sicurezza derivanti da tutte le unità di processo, ad eccezione dell'unità DP2. Il Gestore dichiara che detti scarichi possono derivare da: errori di manovra; emergenze; bonifiche apparecchiate.

Sono considerate emergenze dal gestore: mancanza d'energia alla singola unità o alla singola utenza; mancanza generale di energia; mancanza d'acqua di raffreddamento; mancanza aria strumenti; incendio.

Il gas di torcia proveniente dal collettore di blow-down è recuperato dal compressore ad anello liquido "GARO" e immesso nuovamente nella rete fuel gas di raffineria dopo lavaggio con una soluzione amminica per eliminare i prodotti solforati, che pervengono agli impianti di recupero zolfo.

Tale intervento consente di utilizzare un gas di scarto, che altrimenti sarebbe bruciato in torcia.

La raffineria è inoltre dotata di un sistema di "torcia acida" a cui sono convogliati i potenziali scarichi di gas idrocarburici contenenti gas acido (H₂S) indesiderato o in eccesso oppure generato durante situazioni di emergenza, transitorio, fermata o avviamento degli impianti.

In merito alla rilevanza ambientale del sistema di blow-down e torcia, il Gestore dichiara che le quantità di idrocarburi scaricate in torcia non sono quantificabili a priori perché dipendono dalla durata dell'emergenza.

Il Gestore dichiara comunque che la documentazione di supporto (Manuali Operativi) disposta dalla



Raffineria in tale ambito risulta estremamente dettagliata ed in grado di determinare le caratteristiche dei flussi scaricati in torcia dagli impianti connessi a blow-down (portata, potere calorifico, composizione chimica), dimensionati in caso di mancanza di energia elettrica (condizione di progettazione).

5.5.3. Emissioni poco significative

Il Gestore dichiara che in raffineria, oltre a quanto dichiarato nella scheda B 6, esistono altre fonti di emissione poco significative ai sensi dell'art. 269 comma 14 del D.Lgs. 152/06, non soggette pertanto ad autorizzazione:

- N° 10 Motogeneratori Diesel di emergenza, alimentati a gasolio, a servizio delle sottostazioni elettriche di Raffineria come da tabella.
- N° 3 Motopompe Diesel, Potenza 285 kW cad., alimentate a gasolio, ad uso antincendio installate presso la Raffineria.
- N° 3 Motogeneratori Diesel di energia elettrica, Potenza 180 kVA cad., alimentati a gasolio, installati presso il Porto di S. Leonardo.
- N° 3 Motopompe Diesel, Potenza 331 kW cad., alimentate a gasolio, ad uso antincendio installate presso il Porto di S. Leonardo.

Esistono inoltre tre impianti termici, alimentati a gasolio, per riscaldamento locali, presso:

- Locale TECON: 0,127 MW;
- Uffici Zona Nord-Est: 0,24 MW;
- Locale Mensa: 0,185 MW.

Per detti impianti è stata presentata denuncia al Comune di Venezia in data 26/04/2007, ai sensi dell'art. 284 comma 2 del D.Lgs. 152/06.

5.6. Rifiuti della Raffineria

Il Gestore dichiara che la raffineria produce le seguenti principali tipologie di rifiuti (l'elenco delle tipologie di rifiuti prodotti in raffineria è riportato nella Scheda B allegata alla domanda di AIA):

- fanghi da impianto di depurazione acque reflue;
- fondami da serbatoi/pulizia impianti;
- catalizzatori esausti;
- materiali provenienti da scavi e demolizioni;
- rottami ferrosi;
- batterie e oli esausti;
- rifiuti solidi assimilabili ad urbani: sono quelli normalmente prodotti dalla pulizia degli uffici, delle sale controllo e dalla mensa.

Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul **deposito temporaneo** previste dall'art 183 comma 1, lett. m del D. Lgs. 03/04/2006 n. 152.

La raffineria utilizza due aree di deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi e non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno (nella Scheda B allegata alla domanda, sezione B.12 sono riportate i rifiuti stoccati nelle specifiche aree). Le due aree sono:

- parco ecologico (capacità di stoccaggio 350 m³; superficie 4306,8 m²) e
- parco rottami (capacità di stoccaggio 200 m³; superficie 1505,2 m²).

Il Gestore dichiara che entrambe le aree sono pavimentate ed impermeabilizzate, dotate di cordolo sull'intero perimetro, delimitate da recinzione e collegate al circuito fognario facente capo all'impianto di trattamento reflui; le modalità di gestione sono diversificate in funzione delle singole tipologie di rifiuti, come nel seguito indicato.

La capacità di stoccaggio complessiva prevista è (m³):

- | | |
|---|-----|
| - rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento | 150 |
| - rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento | 100 |



- rifiuti pericolosi destinati al recupero 200
- rifiuti non pericolosi destinati al recupero 100
- rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno 0

Le modalità di gestione in atto sono diversificate in funzione delle singole tipologie di rifiuti.

La produzione di rifiuti di una raffineria secondo la LG MTD Raffinerie è stimata in 0,01-2 kg/t di grezzo trattato. L'80 % di questi rifiuti è da considerare pericoloso.

Il gestore (Cfr. Allegato D.9, Tabella D 3.2 - 00006_ASDD9.PDF) riporta un rapporto pari a 1,315 kg/t per la raffineria di Venezia.

Relativamente alle aree di deposito temporaneo, oltre al Parco Ecologico ed al Parco Rottami, si conferma quanto riportato al p.to A 21 della richiesta di integrazione all'istanza (Lettera DIR 083 del 27 Giugno 2008) ed a pagina 53 dell'allegato E4 rev 1:

"Limitatamente alle sole terre da scavo ed inerti da demolizione che dovessero generarsi a fronte di attività edilizie specifiche, il deposito, per i tempi necessari alle attività di caratterizzazione previste dalla vigente normativa, potrà avvenire in idonei cassoni scarrabili posizionati su aree pavimentate in posizioni adiacenti alle opere in realizzazione onde limitare per quanto possibile il moltiplicarsi di movimentazioni interne non necessarie, o su aree comunque adeguatamente pavimentate ed impermeabilizzate, adottando ogni accorgimento per impedire il dilavamento dei cumuli o il trasporto di polveri aerodisperse".

Rifiuti solidi assimilabili ad urbani

Tali rifiuti sono raccolti in sacchetti di plastica e posti negli appositi cassonetti, dai quali sono prelevati due volte la settimana da una Ditta terza con mezzi propri e trasportati al centro di raccolta dell'Azienda Municipalizzata locale.

Rifiuti speciali (Pericolosi e Non-Pericolosi)

I rifiuti speciali prodotti in raffineria sono soggetti a raccolta differenziata. Le varie tipologie di rifiuti sono stoccate all'interno di contenitori idonei al mantenimento in sicurezza, ad eccezione di alcune tipologie (es. rottami ferrosi) che sono depositate a terra in aree delimitate e debitamente attrezzate (Parco Rottami)

5.7. Rumore

Il Gestore riporta i risultati dei rilievi fonometrici in ambiente esterno effettuati nel settembre 2005 sulla base dei quali, considerato l'inserimento dello stabilimento all'interno di un'area di classe VI (area esclusivamente industriale) con limite di immissione di 70 dB(A) per l'orario diurno e di 70 dB(A) per l'orario notturno, così come indicato nella Delibera Consiglio Comunale di Venezia n. 39 del 10/02/2005. E' certificato dal tecnico competente in acustica che detti limiti sono rispettati in tutti i punti monitorati.

Il Gestore ha inoltre trasmesso un aggiornamento dell'indagine sulle immissioni acustiche, del febbraio 2007, resosi necessario a seguito di alcuni approfondimenti e chiarimenti in merito alla classificazione acustica del territorio di Venezia tramite i quali si è accertato che le zone confinanti con lo stabilimento ricadono tutte in classe VI o al più in classe V, in cui è confermato dal tecnico competente in acustica il rispetto dei limiti.

5.8. Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Il Gruppo istruttore ha richiesto al Gestore in sede di documentazione integrativa un resoconto degli interventi effettuati e in corso nell'ambito degli impegni previsti ai sensi dell'ex D.M. 471/99.

A partire dal 1999, la Raffineria ha condotto numerose attività di monitoraggio del sottosuolo e dell'acqua di falda, in conformità con le prescrizioni vigenti (Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera e D.M. 471/99 – art. 9), definendo dapprima:

- la caratterizzazione del sottosuolo (maglia di indagine 100m x 100m) nell'area occupata dalla Raffineria (e dallo Stabilimento di Produzione Lubrificanti);
- l'individuazione dell'eventuale presenza di sostanze inquinanti nel suolo e nelle acque di falda caratteristiche delle attività svolte sul sito in esame.



E' stata pertanto realizzata in Raffineria e nelle aree ad essa afferenti una rete di caratterizzazione del suolo/sottosuolo, costituita da:

- 146 sondaggi disposti a distanza di ca. 100 m l'uno dall'altro, a formare una maglia regolare compatibilmente con la presenza di Impianti e attrezzature di Raffineria;
- 54 piezometri, molti dei quali con disposizione perimetrale rispetto alle aree di Raffineria esaminate.

In osservanza alle prescrizioni della Conferenza dei Servizi del 18/07/2003, la Raffineria ha presentato un piano di caratterizzazione integrativo a maglia di indagine 50m x 50m approvato dalla C.d.S. decisoria del 27/02/2004.

Nell'estate del 2004, tra i mesi di luglio e settembre, è stata realizzata la caratterizzazione integrativa mediante la realizzazione di:

- 252 nuovi sondaggi geognostici spinti fino al I livello impermeabile (mediamente 5 m da p.c.);
- 8 nuovi piezometri nel riporto ad integrazione della rete di monitoraggio esistente;
- 20 nuovi piezometri in prima falda.

Nella C.d.S. del 31/12/2004 sono stati approvati i risultati relativi al piano di caratterizzazione (validati successivamente da ARPAV in data 21/02/2005).

Da luglio 2004 la Raffineria ha attivato la messa in sicurezza di emergenza mediante un sistema "Pump & Treat" applicato inizialmente su 10 piezometri ed esteso successivamente ad ulteriori 8 piezometri.

In data 15 febbraio 2005 è stato stipulato tra la Società Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing, il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti un accordo transattivo che vede la partecipazione finanziaria dell'Eni agli interventi di marginamento di competenza del Magistrato alle Acque oggi in corso di completamento.

La stipula del predetto accordo costituisce adempimento da parte di Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing Raffineria di Venezia agli obblighi di messa in sicurezza di emergenza di cui al D.M. 471/99.

A seguito delle evidenze della caratterizzazione integrativa, la Raffineria ha proceduto all'elaborazione sia di un Progetto Definitivo di Bonifica della Falda sia di un Progetto Preliminare di Bonifica dei Suoli, che ha presentato al Ministero dell'Ambiente (marzo-aprile 2005).

Per quanto riguarda gli interventi relativi al Suolo, oltre alle analisi condotte nel corso del 1999, nel corso della caratterizzazione integrativa eseguita nel 2004, sono stati prelevati 1153 campioni di suolo con determinazione di oltre 110.000 valori di concentrazione chimica degli analiti previsti dal DM 471/99.

E' stato inoltre eseguito, il prelievo di campioni a livello superficiale del terreno (profondità 0-10 cm) per la determinazione dei parametri di diossine e PCB.

Le analisi estensive condotte nel periodo 1999-2004 hanno evidenziato eccedenze di sostanze organiche nei piezometri della Falda superficiale e una sostanziale conformità nei piezometri della prima falda.

In considerazione del quadro emerso dalla caratterizzazione integrativa del sito ed a fronte dei risultati analitici ottenuti, è stato predisposto un Progetto definitivo di bonifica della falda, ritenuto approvabile con Decreto Direttoriale 4524/QdV/DI/3 del 10/12/2007. Il Progetto, che riguarda esclusivamente interventi sulla Falda Superficiale, prevede:

- marginamento delle sponde lagunari mediante palancolatura sia sulla Macroisola dei Serbatoi Petroliferi che sulla cosiddetta "Macroisola della Raffineria" (attività a cura del Magistrato alle Acque);
- captazione delle acque intercettate dallo stesso marginamento;
- emungimento delle acque da N° 4 piezometri nei quali sono state riscontrate eccedenze di alcuni metalli pesanti, e sostanze organiche;
- trattamento delle acque emunte e captate in un impianto dedicato di Trattamento Acque di Falda (TAF) per consentirne il riutilizzo come acque di processo all'interno della Raffineria.

Il Progetto si completa con un piano di monitoraggio periodico, con l'obiettivo di verificare l'evoluzione delle caratteristiche qualitative delle acque di falda e le performance dei sistemi di bonifica e messa in sicurezza installati.

In attesa dell'emissione del Decreto Ministeriale di autorizzazione del Progetto di bonifica della falda, la Raffineria ha avviato le attività di ingegneria per la realizzazione del succitato impianto di trattamento delle acque di falda (TAF).



A fine 2006 l'avanzamento delle attività di marginamento dei tratti spondali di pertinenza della raffineria, desunto dal cronoprogramma del CVN-MAV del 31/12/06, ha raggiunto ca. il 62% del totale.

E' proseguito il monitoraggio periodico dei 18 piezometri della Falda Superficiale attrezzati a Pump&Treat per i quali si riscontra una sostanziale stabilità del livello globale di contaminazione con un sensibile miglioramento dei punti di maggiore criticità.

Nel mese di ottobre 2006, come da comunicazioni trasmesse a tutti gli EE.PP. interessati, in base all'art. 265 (disposizioni transitorie) del D. Lgs. 152/06, la Raffineria ha presentato un documento di "Analisi di Rischio igienico sanitario" ai sensi dell'Art. 242 del D. Lgs. 152/06, con lo scopo di procedere alla rimodulazione degli obiettivi di bonifica ed alla successiva elaborazione di un Progetto di Bonifica/Messa in sicurezza Operativa/ Messa in sicurezza Permanente dei suoli per tutta l'area di Raffineria.

Durante la Conferenza di Servizi decisoria del 9 marzo 2007, il MATTM ha richiesto una revisione del Documento di Analisi di Rischio sulla base delle prescrizioni-osservazioni del documento APAT del 19 gennaio 2007. In particolare *"ai fini dell'implementazione dell'analisi di rischio sitospecifica, la caratterizzazione deve raggiungere un livello di dettaglio tale da ottenere, mediante l'esecuzione di prove in situ e in laboratorio, almeno i parametri a sensibilità medio-alta così come definiti nel manuale Criteri metodologici per l'applicazione dell'analisi assoluta di rischio ai siti contaminati"*.

A tal scopo, in data 06/08/2007 la Raffineria ha trasmesso un documento denominato *"Caratterizzazione integrativa finalizzata all'acquisizione di parametri sito-specifici e all'approfondimento dello stato qualitativo dei suoli in aree prioritarie"* sulla base del quale ha proceduto, mediante campagna d'indagine integrativa, all'acquisizione dei parametri sito specifici ad alta e media sensibilità necessari all'implementazione della revisione dell'Analisi di Rischio. Tale documento è stato istruito ed approvato dal MATTM nel corso della Conferenza di Servizi decisoria del 10 ottobre 2007 trasmesso con il Decreto Direttoriale del 10/12/2007.

In data 7 gennaio 2008 sono state realizzate le seguenti attività di caratterizzazione integrativa:

- esecuzione di prove geotecniche di laboratorio su campioni di suolo indisturbati, finalizzate all'acquisizione di parametri sito-specifici, ad alta e media sensibilità;
- installazione di sonde soil gas e l'effettuazione di n. 3 campagne di monitoraggio dei gas interstiziali per la verifica diretta del percorso di esposizione per inalazione di vapori provenienti dai suoli insaturi o acque sotterranee in spazi aperti (outdoor) o chiusi (indoor);
- esecuzione di una campagna d'indagine integrativa atta ad approfondire la conoscenza dello stato qualitativo dei suoli in corrispondenza di aree prioritarie oggetto di futura costruzione di nuovi impianti (adeguamento tecnologico), al fine di poter procedere alla progettazione degli interventi di bonifica / messa in sicurezza operativa / messa in sicurezza permanente.

La caratterizzazione integrativa ambientale è stata condotta secondo le modalità previste dal *"Protocollo operativo per la caratterizzazione dei siti ai sensi del D.M. 471/99 e dell'accordo di programma per la chimica di P.to Marghera (VE)"*. In particolare, ai fini della validazione dei risultati, la Raffineria ha richiesto la partecipazione di ARPAV, che è intervenuta sul sito per procedere al contestuale prelievo di contro campioni di suolo e di gas interstiziale. In data 30 maggio 2008 è stato presentato il Progetto operativo di bonifica dei suoli.

Recupero acque di falda

Nell'ambito del Progetto Definitivo di Bonifica delle acque di Falda (PDBF) ex D.M. 471/99, ex D.Lgs 152/99 e D.M. 185/03, è stato sviluppato il progetto di Trattamento delle Acque di Falda (TAF) che prevede il riutilizzo interno alla Raffineria delle acque di falda emunte e trattate.

Il PDBF è stato dichiarato approvabile in sede di Conferenza di Servizi decisoria del 7 febbraio 2006 e successivo decreto Direttoriale del 10.12.2007.

Le acque saranno captate all'interno delle aree di proprietà di ENI Divisione Refining & Marketing (R&M) di Venezia (Raffineria di Venezia, Stabilimento produzione lubrificanti, ex deposito GPL, area ex AgipPetroli del deposito Petroven).

L'obiettivo è il riutilizzo delle acque di falda emunte e trattate come acque in ingresso all'impianto ITA di demineralizzazione per la produzione di vapore, sostituendo un'equivalente quantità di acqua industriale.



L'impianto TAF ("Trattamento Acque di Falda") sarà ubicato nelle vicinanze dell'impianto ITA e sarà composto dalle seguenti sezioni:

- accumulo e rilancio;
- filtrazione a sabbia e relativo sistema di controlavaggio;
- filtrazione su carboni attivi.

L'impianto dovrà trattare opportunamente le acque al fine di raggiungere i limiti di qualità per lo scarico in acque superficiali (Tabella 3, Allegato 5 DLgs 152/06) e in modo che possano essere riutilizzate ai sensi del D.M. 185/03. In particolare le caratteristiche previste per le acque a valle dell'impianto TAF sono:

- Idrocarburi totali: <0,1 mg/l;
- Solidi Sospesi: < 5 mg/l;
- pH: 6,5÷8,5

Le acque di falda trattate proverranno esclusivamente dai siti di pertinenza ENI R&M di Venezia e saranno opportunamente separate dalle acque di falda delle altre aziende co-insediate nella zona industriale. Le acque saranno drenate dalle opere di marginamento delle sponde lagunari delle macroaree Raffineria – Isola Petroli, previste dal progetto del Magistrato alle Acque di Venezia (di seguito MAV) ed in corso di realizzazione da parte del Consorzio Venezia Nuova (di seguito CVN), nonché dai sistemi di Pump & Treat localizzati, costituiti da piezometri esistenti opportunamente attrezzati (4 in area di Raffineria e 3 in area ex AgipPetroli del deposito Petroven).

L'emungimento avverrà mediante pompe pneumatiche dotate di strumentazione per controllarne il funzionamento in livello.

La composizione delle portate previste dalle opere di drenaggio ed emungimento sono riportate nella seguente tabella. Esse si riferiscono al deflusso massimo, elaborato mediante l'applicazione sequenziale in transitorio di tutti i ratei d'infiltrazione medi mensili.

Tabella: Portate di emungimento in condizione di progetto

| Piezometro | Portata [m ³ /h] |
|----------------------------|-----------------------------|
| PZB | 0,5 |
| PZC | 0,5 |
| PZ01 | 0,24 |
| PZ44 | 0,24 |
| PZ27 | 0,24 |
| PZ05 | 0,24 |
| PZ02 | 0,24 |
| Vasca Isola Petroli | 11,36 |
| Vasca Brentella | 6,33 |
| Portata di Progetto | 20,00 |

Fonte: Revisione FWIENV del modello idrogeologico-Giugno 2006

In caso di eventuale indisponibilità dell'impianto TAF, è prevista la possibilità che le acque raccolte dal sistema possano essere comunque conferite alla rete di raccolta prevista dal MAV e inviate all'impianto di trattamento di Fusina (PIF).

5.9. Odori

Il Gestore dichiara che l'emissione di odori persistenti e percettibili può essere avvertita fino ad una distanza massima di 10 metri dalle vasche di trattamento reflui; dichiara inoltre che non vi sono state in passato segnalazioni di fastidi da odori

5.10. Altre forme di inquinamento

Non si evidenziano ulteriori criticità oltre a quanto esposto.



6. IMPIANTO DA AUTORIZZARE E PROPOSTE DEL GESTORE

6.1. Assetto produttivo AIA

L'assetto impiantistico per cui è richiesta l'autorizzazione è l'assetto impiantistico attuale della Raffineria e delle attività connesse alla raffinazione.

MODIFICHE PREVISTE.

Possono essere raggruppate in due tipi:

1. **Inclusione impianto STAP.** In sede di domanda il gestore ha chiesto di includere l'impianto STAP, confinante e connesso con la Raffineria per una serie di servizi. Il G.I. è favorevole alla sua inclusione, date le numerose interconnessioni.
2. **Interventi di adeguamento alle MTD.** In sede di Domanda, Scheda C, il Gestore ha presentato il programma degli interventi di adeguamento dell'impianto per il quale richiede l'AIA. Di seguito si riportano gli interventi proposti dal Gestore così come dichiarati e aggiornati nella documentazione integrativa del giugno 2008 e nel luglio 2009. Gli interventi sono finalizzati soprattutto alla riduzione delle emissioni in atmosfera e alla prevenzione della possibile contaminazione dei suoli.

| I - EMISSIONI IN ATMOSFERA – CONVOGLIATE E DIFFUSE | Fine lavori prevista |
|---|---|
| A) Riduzione delle emissioni di SO₂, NO_x e PST | I chiarimenti relativi all'assetto emissivo alla massima capacità lavorativa sono contenuti in una nota del gestore: "AIA_Nota Assetto emissivo alla MCP_Marzo 2010.pdf". |
| A1) Interventi per il collegamento della rete SNAM di gas naturale alla rete fuel gas di Raffineria, al fine di traguardare una riduzione significativa delle emissioni dell'impianto. Il quantitativo di gas naturale che la Raffineria ritiene di utilizzare, sulla base delle caratteristiche costruttive dei COGE e dei forni, è di ca. 20.000 t/a, sostituendo alla MCP, all'incirca una pari quantità di olio combustibile 0,85% S. L'intervento prevede l'installazione di una stazione di riduzione della pressione del metano prelevato dalla rete SNAM e l'interconnecting con la rete fuel gas di Raffineria. La rete di adduzione metano all'interno dell'area di Raffineria (stazione di riduzione della pressione ed interconnecting con la rete gas) è stata completata. L'introduzione di gas metano consentirà una maggiore flessibilità in considerazione della variabilità della quantità di fuel gas disponibile in funzione della variazione degli assetti operativi. | Ottobre 2007 La Raffineria è in attesa dell'allacciamento al collettore SNAM di gas metano, intervento a cura della SNAM Rete Gas S.p.A; il ritardo nel completamento di tale attività è legato allo svolgimento dell'iter autorizzativo (a cura SNAM), dovendo fra l'altro attraversare un sito SIN per un brevissimo tratto, soggetto ad autorizzazione da parte del Ministero dell'Ambiente . Il progetto è attualmente "congelato". |
| A2) Il Gestore dichiara che relativamente ai bruciatori dell'unità DP3 ha in corso uno studio al fine di verificare la fattibilità tecnico/economica di installare bruciatori di tecnologia Low NO _x . | Sulla base di valutazioni preliminari sarà effettuato, con il supporto di società di ingegneria e fornitori qualificati, uno studio finalizzato alla sostituzione dei bruciatori con bruciatori di tecnologia Low-NO _x . Si prevede il completamento dello studio entro il 31/3/2011. |
| B) Riduzione delle emissioni di VOC | |
| B1) Installazione di un sistema di recupero vapori durante le operazioni di carico navi. Il sistema di recupero è basato sulla tecnologia di adsorbimento su letti di carboni attivi rigenerabili mediante desorbimento sotto vuoto. L'obiettivo dell'intervento è la riduzione stimata delle emissioni di idrocarburi a valori < 10 g VOC/Nm ³ e < 5 mg di benzene/Nm ³ di aria emessa. L'installazione del sistema di recupero vapori di caricamento navi comporterà un nuovo punto di emissione S42. | L'impianto di recupero dei vapori di benzina (VRU) è entrato in servizio nel 2008. |
| B2) Revamping dell'impianto ISO, che comporterà la messa fuori servizio dei forni C10-1, E10-1 e sfiato rigen. catalizzatore (semirigenerativo); | Il forno C10-1 non è più in servizio in seguito all'adeguamento tecnologico dell'impianto ISO, che è stato completato. |
| B3) I installazione di un riscaldatore hot-oil (H-610) che convogli i fumi al camino E3 del DP2. | Completato |
| B4) Installazione di manicotti di guarnizione (guaina sui tubi di sonda e guida) attorno ai punti di campionamento sui serbatoi di benzine a tetto galleggiante (Cfr. Sezione serbatoi). | Cfr. Sezione Serbatoi. |



| | |
|--|--|
| <p>B5) Riduzione delle emissioni diffuse di aeriformi (VOC) da vasche disoleazione. La Raffineria ha eseguito uno studio di fattibilità per un progetto di copertura delle vasche di disoleazione primaria delle acque in alimento all'impianto di trattamento delle acque reflue (vasche S34 A/B/C). A valle dello studio di fattibilità, la Raffineria ha eseguito uno studio di basic design. La tecnologia individuata si basa sulla realizzazione di coperture fisse sui pozzetti e sulle pre-vasche e coperture di tipo flottante sulle vasche API. Per il trattamento dell'aria contaminata aspirata dalle coperture è stata prevista la realizzazione di un sistema di abbattimento con carboni attivi. Le emissioni aeriformi diffuse captate e trattate verranno convogliate in un nuovo punto di emissione. La riduzione stimata delle emissioni diffuse a seguito della copertura delle vasche API risulta pari a 102 t/a per i VOC e di 0,92 t/a di benzene.</p> <p>Le caratteristiche geometriche del nuovo punto di emissione (S43) definite nel FEED sono: altezza 9,3 m; diametro 12 pollici; quota di scarico dal p.c. 12 m. Esso sarà ubicato in prossimità delle vasche API, nell'area dell'impianto trattamento acque reflue. Le caratteristiche geometriche e l'ubicazione del punto di emissione verranno confermate nella fase di ingegneria di dettaglio.</p> | <p>E' stato completato il Front End Engineering Design (FEED). E' in corso l'assegnazione del contratto per l'esecuzione dell'ingegneria di dettaglio e la realizzazione "chiavi in mano", del progetto. La tempistica di completamento è di circa 2 anni.</p> <p>Le caratteristiche geometriche e l'ubicazione del punto di emissione sono state preliminarmente definite nel FEED e sono state indicate nell'aggiornamento contenuto nella lettera DIR 109 del 2 Luglio 2009 (Allegato C6 – Allegato 1.2).</p> |
| <p>C) Interventi di recupero energetico</p> | |
| <p>C1) Potenziamento del sistema di recupero condense di Raffineria. E' stato eseguito uno studio sul sistema di raccolta delle condense, incrementando i recuperi e minimizzando le perdite di vapore. Lo studio si è concluso con l'individuazione di una serie di interventi per le aree 1-2 di Raffineria (che comprendono gli impianti VB/TC, DP3, COGE, ISO, serbatoi 310, serbatoi 200/500) e per l'area 3 (Torcia, RC3, RZ1, RZ2, HF1, HF2, SWS2 e 3, GPL); i suddetti interventi sono stati successivamente inseriti nel Budget investimenti della Raffineria e realizzati. Il beneficio energetico è quantificabile in circa 1.000 Tep/a.</p> | <p>Il progetto è stato completato.</p> <p>Il saving energetico a consuntivo, pari a 1.300 TEP/anno, è superiore al valore di 1.000 TEP/anno indicato nell'Allegato C6 – Allegato 1.9 della documentazione integrativa di Giugno 2008 dell'Istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale.</p> |
| <p>C2) Aumento della produzione di vapore mediante introduzione di una caldaia a recupero nell'impianto VBTC (Visbreaking – Thermal Cracking). E' stato eseguito uno studio con lo scopo di individuare interventi di recupero energetico, in particolare per verificare la possibilità di incrementare la produzione di vapore mediante recupero del calore dagli streams di impianto. Sono stati individuati i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none">- installazione di un generatore di vapore per recupero del calore dal prodotto di fondo della colonna vuoto (VB C4) con incremento della produzione di vapore a bassa pressione dall'impianto;- potenziamento del treno di preriscaldamento della carica alla sezione Thermal cracking dell'impianto VBTC, con conseguente riduzione del consumo di combustibile al forno, mediante inserimento dei seguenti 2 nuovi scambiatori. | <p>Lo studio è stato completato.</p> <p>L'intervento è stato "congelato" in considerazione del possibile mutamento dell'assetto di marcia dell'impianto VBTC, conseguente al significativo cambiamento della qualità della carica alla sezione VB e della quantità della carica alla sezione TC, a seguito della realizzazione degli interventi di upgrading della Raffineria attualmente in fase di progetto (Master Plan).</p> |
| <p>II - PREVENZIONE DELLA POSSIBILE CONTAMINAZIONE DEI SUOLI</p> | |
| <p>A) Pavimentazione dell'area di carico delle cisterne ferroviarie al fine di prevenire contaminazione del terreno da eventuali sversamenti di prodotti sul suolo durante le operazioni di carico.</p> | <p>Completato</p> |
| <p>B) Interventi di manutenzione sui serbatoi: installazione di doppio fondo in accordo alla procedura TERAFFNT/ S 01/03 di Eni R&M (Cfr. Sezione serbatoi).</p> | <p>In progress (Cfr. Sezione serbatoi).</p> |
| <p>C) Programma pluriennale di ispezione e manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria dello stabilimento, secondo il programma varato nel 2003 che prevedeva l'avanzamento, entro ottobre 2007, al 67 % del totale dei collettori principali e secondari della rete fognaria.</p> | <p>La lunghezza dei tratti oggetto degli interventi completati equivale all'80% circa del totale dei collettori principali e secondari.</p> <p>Il programma prevede di completare entro il 2010 gli interventi su tutte le linee principali.</p> |
| <p>D) Messa fuori servizio di 7 serbatoi interrati a parete singola, utilizzati per lo stoccaggio dei prodotti idrocarburici, adibiti a:</p> <ul style="list-style-type: none">- n° 3 serbatoi per distribuzione carburanti a mezzi aziendali (verranno sostituiti da un serbatoio fuori terra, una volta ottenuta l'autorizzazione della messa in esercizio);- n° 2 serbatoi per impianto di riscaldamento palazzine;- n° 1 serbatoio per alimentazione gruppi generatori di energia elettrica;- n° 1 serbatoio per alimentazione motopompe antincendio. <p>Con riferimento all'oggetto ed a quanto riportato al p.to A dell'Allegato 1.5 alla scheda C.6 (distributore carburanti automezzi aziendali) il gestore ha comunicato una variazione rispetto a quanto inizialmente previsto.</p> <p>Stante la necessità di mantenere in esercizio il servizio di rifornimento carburanti per i</p> | <p>I chiarimenti relativi ai serbatoi interrati sono contenuti in una nota del gestore:</p> <ol style="list-style-type: none">1. "AIA Nota Serbatoi.pdf";2. "Allegato 1 scheda b13.pdf". <p>Si evidenzia che permangono in esercizio n. 2 serbatoi interrati che sono stati dotati di un rivestimento interno con materiali speciali, con sistema di controllo delle perdite in intercapedine con monitoraggio continuo.</p> <p>I 16 serbatoi di GPL indicati nella scheda</p> |



| | |
|--|---|
| <p>mezzi aziendali, è stata eseguita una più approfondita verifica sulle tecniche disponibili per il trattamento di serbatoi interrati che garantiscono i più elevati standard di sicurezza contro potenziali perdite, confermandone la fattibilità. Si procederà pertanto ad eseguire interventi di adeguamento su due dei tre serbatoi esistenti, in linea con quanto previsto dalle migliori tecniche disponibili. In particolare, si provvederà ad eseguire un rivestimento interno con materiali speciali, con sistema di controllo perdite in intercapedine con monitoraggio continuo.</p> <p>Il terzo serbatoio non più utilizzato verrà dismesso definitivamente.</p> <p>Con riferimento alla sostituzione dei serbatoi di alimentazione dei generatori di energia elettrica e motopompe antincendio del Pontile San Leonardo si conferma che i nuovi serbatoi sono stati installati. E' previsto il rilascio dell'aggiornamento della licenza all'esercizio, da parte dell'Agenzia delle Dogane, entro l'ultimo trimestre del 2009.</p> | <p>B13 (si veda aggiornamento contenuto nella lettera DIR 109 del 02/07/2009) sono del tipo tumulato ai sensi del DM 13/10/1994 e non del tipo interrato.</p> |
| <p>E) Realizzazione di un nuovo serbatoio di bitume, S 600, nelle adiacenze del parco serbatoi. Il sistema di riscaldamento adottato sarà ad olio diatermico mantenuto a temperatura da apposita caldaia (H610) alimentata con fuel gas di raffineria. I fumi della caldaia saranno convogliati all'esistente camino dell'impianto DP2 con condotte fumi isolabili tra di loro da apposita serranda. L'extra consumo di fuel gas e le emissioni associate a tale intervento sono compensate dal saving energetico connesso al potenziamento del sistema di recupero delle condense. Tale intervento non determinerà pertanto una variazione rispetto alla massima capacità dichiarata nella Scheda B rev.1.</p> | <p>E' stato completato e messo in esercizio.</p> |
| <p>F) Unificazione dello scarico biologico (SM2 con lo scarico Chimico fisico (SM3) in un unico punto di campionamento e confluenza nello scarico unificato SM1.</p> <p>La situazione emissiva globale non cambia, ma diviene la somma ponderale degli scarichi SM2 ed SM3.</p> | <p>L'unificazione degli scarichi SM2 ed SM3 è dunque da intendersi propedeutica all'invio dei reflui pretrattati al PIF.</p> <p>Poiché ad oggi non sono noti con certezza i tempi in cui i reflui potranno essere conferiti all'impianto di Fusina, il gestore ritiene di soprassedere al progetto di unificazione degli scarichi indicato nella scheda C3. Gli stessi saranno conferiti all'impianto PIF appena ne sarà data l'opportunità.</p> <p>Fino ad allora il conferimento a laguna degli scarichi SM2 ed SM3 sarà effettuato nel rispetto e nei limiti prescritti.</p> |

Allacciamento con la rete esterna di Snam Rete Gas.

Il Gestore, con propria nota del 2 luglio 2009 "Aggiornamento Allegato C6 – Allegato 1.1 Introduzione Gas Naturale come combustibile gassoso nella rete FG di Raffineria" comunicava che:

A fronte degli impegni sottoscritti con il "Protocollo d'intesa per l'attuazione di misure di contenimento delle emissioni di polveri e ossidi d'azoto degli Impianti Produttivi siti nel Comune di Venezia", (n. 22.06.2006) la Raffineria ha completato nel 2006 i lavori di propria competenza (realizzazione della rete metano all'interno dello stabilimento, con annessa stazione di riduzione).

I lavori esterni di allacciamento alla rete, di pertinenza SnamReteGas, non sono stati iniziati a causa di difficoltà incontrate dalla stessa Snam per l'ottenimento delle autorizzazioni (iter autorizzativo avviato a gennaio 2006) alla posa della tubazione.

In particolare le criticità emerse riguardano:

- *la procedura di esproprio per la posa della tubazione;*
- *l'autorizzazione per interventi sul sottosuolo, legato alla presenza di fosfogessi (caratterizzati da radioattività naturale);*
- *l'autorizzazione all'accesso preliminare nell'area di intervento per la caratterizzazione dei suoli.*

SnamReteGas ha ricevuto autorizzazione all'accesso alle aree in data 14 aprile u.s. per effettuare la caratterizzazione dei terreni ed ha presentato al Comune di Venezia, in data 20 maggio, tutta la documentazione integrativa richiesta.

SnamReteGas è in attesa di ricevere l'autorizzazione finale per procedere allo scavo e posa tubazione."

6.2. Consumi, movimentazione di materie prime e combustibili nell'assetto futuro

Il Gestore dichiara che gli interventi proposti non comporteranno variazioni in aumento nei consumi di materie prime e di combustibili.



6.3. Emissioni in aria nell'assetto AIA

Il quadro emissivo completo è elencato nel quadro prescrittivo. Le emissioni nell'assetto AIA sono le emissioni esistenti, con le seguenti variazioni:

a) installazione del sistema di recupero vapori di caricamento navi comporta un nuovo punto di emissione (Camino S42) che è stato comunicato dal Gestore a seguito della messa in esercizio dell'impianto.

Caratteristiche tecniche del nuovo camino S42

| Fasi e dispositivi tecnici di provenienza | Recupero vapori caricamento navi |
|---|----------------------------------|
| Sistemi di trattamento | Filtri |
| Caratteristiche del camino: | |
| - altezza dal suolo | 8 m |
| - area sez. di uscita | 0,032 m ² |
| Monitoraggio in continuo delle emissioni | no |
| Portata | 1.000 Nm ³ /h |
| Concentrazioni: | |
| - COV | 10 g/Nm ³ |
| - Benzene | 5 mg/Nm ³ |

La sua ubicazione è riportata nell'Allegato C.9 dell'istanza di rilascio dell'AIA presentata il 30 Giugno 2006.

b) La copertura delle vasche API comporterà un nuovo punto di emissione (Camino S43), le cui caratteristiche geometriche sono: altezza 9,3 m; diametro 12 pollici; quota di scarico dal p.c. 12 m. che sarà ubicato in prossimità delle vasche API, dell'impianto trattamento acque reflue. E' prevista una significativa riduzione delle emissioni diffuse di VOC e di benzene.

c) Il riscaldatore hot-oil (H-610) che sarà installato sul nuovo serbatoio bitume convoglia i fumi al camino E3 del DP2 esistente. L'extra consumo di fuel gas e le emissioni associate a tale intervento sono compensate dal saving energetico connesso al potenziamento del sistema di recupero delle condense.

6.4. Rifiuti nell'assetto AIA

Il Gestore dichiara che gli interventi proposti non comporteranno variazioni nella produzione di rifiuti.

6.5. Stabilimento STAP

Il Gestore dichiara che le attività dell'ENI Refining & Marketing Raffineria di Venezia comprendono anche lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti di Porto Marghera (nel seguito denominato STAP).

Fino ad ottobre 2007, lo stabilimento STAP è stato esercito in modo indipendente e autonomo rispetto alla Raffineria.

Nell'ambito del processo di integrazione operativa dei propri siti industriali l'ENI S.p.A ha disposto che lo Stabilimento Produzione di Lubrificanti di Venezia confluisca nella confinante Raffineria di Venezia.

L'entità confluita nella Raffineria è finalizzata principalmente alla produzione di oli e grassi lubrificanti destinati al mercato dell'autotrazione e dell'industria, partendo da oli base, sostanze grasse, ingredienti ed additivi solidi e liquidi. Il Gestore dichiara che tale attività non è inclusa tra le attività IPPC ai sensi del D.Lgs. 59/05 ma con l'integrazione documentale all'istanza di AIA del giugno 2008 richiede che tale attività venga compresa nell'AIA della Raffineria di Venezia.

In relazione a tale istanza, il Gruppo istruttore si esprime favorevolmente evidenziando che trattasi di un'attività non IPPC, svolta dal medesimo Gestore, in un sito contiguo alla Raffineria, e tecnicamente connessa ad essa. Si veda ad es. "Trattamento acque effluenti. Tutte le acque civili, meteoriche e industriali generate nello stabilimento STAP confluiscono nell'impianto di depurazione della Raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito. Le acque oleose subiscono un pre-trattamento di disoleazione alle vasche di decantazione poste in prossimità della stazione di sollevamento. La fase oleosa recuperata, dopo caratterizzazione viene smaltita come rifiuto."

Ubicazione dell'impianto

Lo Stabilimento di Produzione Lubrificanti (STAP) si trova in località Porto Marghera (VE) in Via Righi 7 ed è di proprietà della Società Eni S.p.A., Divisione Refining & Marketing, dal novembre 2007.

L'impianto è situato su un'area pianeggiante adiacente alla Raffineria ENI ed alla laguna, ed occupa complessivamente un'area di circa 25.000 m² di cui circa 9.000 m² coperti.

L'area è servita da strade, autostrade, dalla ferrovia e dal porto industriale. In particolare l'area in esame confina:

- a Nord Ovest con il Canale Brentella;
- a Nord Est con altri insediamenti produttivi quali una società di raccolta rifiuti (AIM Bonifiche), una azienda edile (Sacaim), gli ex-depositi di carburante API e l'ex stabilimento di imbottigliamento GPL della AgipGas i cui terreni sono attualmente in fase di bonifica e successivamente sorgerà un'area di espansione del Parco tecnologico Vega;
- a Sud con la Laguna;
- in tutte le altre direzioni con gli impianti della Raffineria ENI.

Descrizione generale del ciclo di lavorazione

Le attività di esercizio dello stabilimento riguardano:

| | | Autobotti e Autotreni. |
|---|--|--|
| 1 | Ricevimento materie prime tramite: | - Rete acqua demineralizzata collegati alla Raffineria; - Autobotti e Autotreni. |
| 2 | Stoccaggio nei serbatoi collegati ai terminali direttamente o tramite pompe. | |
| 3 | Miscelazione/Produzione: prelievo dai serbatoi e tramite pompe, trasferimento dei prodotti e degli additivi in impianti "batch" per la miscelazione, previo controllo di laboratorio per verifica conformità | |
| 4 | Confezionamento e immagazzinamento: | - Conduzione dei prodotti finiti alle linee di confezionamento per il confezionamento dei prodotti finiti nelle diverse tipologie di imballo, etichettatura del prodotto e trasferimento alle aree di immagazzinamento tramite carrelli elevatori (di proprietà di ditte terze); - Trasferimento dei prodotti finiti sfusi ai serbatoi di stoccaggio. |
| 5 | Spedizione: | - Trasferimento dei prodotti imballati tramite carrelli elevatori dal magazzino alle aree di carico autotreni; - Carico di prodotti sfusi in appositi punti attrezzati con pompe e manichette sulle autobotti. |
| | Attività secondarie: | - Lavaggio linee; - Bonifiche serbatoi e manichette. |

Ai sensi dell'art. 2 del Decreto n. 557 del 17/09/1996 lo STAP ha richiesto di attivare un "impianto di produzione" per l'esercizio delle seguenti attività:

- produzione oli lubrificanti mediante miscelazione di basi, preparazione lubrificanti ed additivi;
- produzione di grassi mediante miscelazione di basi ed additivi vari;
- produzione liquidi refrigeranti mediante miscelazione di basi.

Lo Stabilimento opera in virtù del DM 17072 del 25/03/2003, che rinnova la concessione originale all'esercizio (DM 4936 del 1961) fino al 2020, in virtù della domanda di rinnovo ventennale richiesta da Agip Petroli SpA in data 29/05/2000. Lo Stabilimento è abilitato ad esercitare la sua attività per la produzione di oli lubrificanti per un totale di 15.103 m³/a.

Le attività nello stabilimento sono effettuate secondo un ciclo lavorativo di circa 8 ore per 5 giorni la settimana con unico turno lavorativo diurno; per fare fronte a punte stagionali di lavoro, possono essere organizzate lavorazioni in turno doppio o sfalsato, per uno o più reparti, per brevi periodi nel corso dell'anno.



Descrizione Stoccaggio e Movimentazione prodotti.

L'impianto dispone di un parco di circa 89 serbatoi di stoccaggio/recipienti per materie prime e prodotti finiti per una capacità complessiva di circa 12.340 m³. I serbatoi di stoccaggio materie prime e prodotti finiti sono organizzati in diversi gruppi:

- Gruppo I°: 15 serbatoi;
- Gruppo II°: 46 serbatoi;
- Gruppo III°: 13 serbatoi;
- Gruppo IV°: 9 serbatoi;
- Gruppo VII°: 6 serbatoi.

In particolare sono presenti 59 recipienti/cassoni che fanno parte del processo di produzione di oli e grassi. Il parco stoccaggio è costituito da 30 serbatoi atmosferici, cilindrici, verticali a tetto fisso così raggruppati:

Gruppo I:

15 serbatoi ubicati in area stoccaggio STAP, dotati di bacino di contenimento comune e destinati allo stoccaggio di:

- olio lubrificante (11 serbatoi)
- glicole etilenico (3 serbatoi)
- acque reflue (1 serbatoio)

Gruppo IV:

9 serbatoi ubicati in prossimità dell'impianto di Blender olio dotati di bacino di contenimento comune e destinati allo stoccaggio di:

- acque reflue (3 serbatoi)
- olio lubrificante (6 serbatoi)

Gruppo VII:

6 serbatoi ubicati in prossimità dell'impianto di Blender olio dotati di bacino di contenimento comune e destinati allo stoccaggio di:

- olio lubrificante (3 serbatoi)
- glicole etilenico (2 serbatoi)
- additivo per miscelazione oli (1 serbatoio)

Consumo di materie prime

Le produzioni dello STAP prevedono l'utilizzo di numerose tipologie di materie prime che, considerate per macro-famiglie di componenti utilizzate per ogni specifico impianto, sono:

- per l'impianto blending: oli base e composti chimici (antiossidanti, antiusura, miglioratori di viscosità, antischiuma ecc.);
- per l'impianto grassi: oli base e composti chimici saponificanti (acidi grassi, stearati ecc.);
- per l'impianto prodotti speciali: come per blending.

Le modalità di approvvigionamento sono:

- autobotti e autotreni che scaricano materie prime e additivi;
- rete acque demineralizzate provenienti dalla Raffineria.

I prodotti in ingresso non subiscono trasformazioni a seguito di processi, ma sono miscelati tra di loro lasciando inalterati i volumi e rendendo minimi i cali di produzione. Il prodotto in ingresso si trasforma in prodotto finito pronto per i clienti nelle seguenti modalità di imballaggio:

- taniche in PET;
- barattoli grasso in banda stagnata;
- secchielli grasso (da 3 a 5 kg);
- secchi (da 20 l);
- fusti di olio e grasso (da 200 l);
- fustoni (da 850 l).

Il prodotto finito è anche spedito sfuso al cliente tramite Autobotti.



Descrizione Servizi Ausiliari

Energia elettrica, vapore e gasolio. L'energia necessaria per le attività dello Stabilimento STAP è in parte fornita dalla rete di Raffineria ed in parte prodotta dalla Centrale Termica del reparto Produzione Grassi. I gruppi termici della Centrale hanno una potenza di 800 Mcal/h e 1.000 Mcal/h e utilizzano gasolio.

Acqua demineralizzata. L'acqua demineralizzata per l'alimento della caldaia è ricevuta dalla Raffineria.

Interfacce rifornimento/spedizione prodotti

Lo STAP è situato appena fuori dal perimetro di Raffineria ed ha degli interscambi commerciali e non, sia con la Raffineria che con altre realtà. In particolare lo Stabilimento si interfaccia con:

- la Raffineria ENI Divisione R&M;
- terzi che gestiscono il trasporto via autotreni e autobotti.

Consumi di energia ed acqua

Lo stabilimento STAP utilizza le seguenti fonti di energia:

- gasolio: utilizzato (98% circa del totale consumato) per il funzionamento della Centrale Termica Olio Diatermico del reparto Miscelazione Grassi e per il gruppo elettrogeno (2%);
- energia elettrica: ricevuta dalla rete della Raffineria per il funzionamento di tutte le apparecchiature di esercizio;
- vapore: fornito allo stabilimento dalla Raffineria mediante apposita tubazione ed utilizzato prevalentemente per mantenere in temperatura i serbatoi di stoccaggio.

L'acqua per lo svolgimento dell'attività è conferita agli impianti e alle utenze civili dalle seguenti reti:

- rete dell'acquedotto comunale per l'acqua potabile dei servizi igienici e della mensa;
- rete proveniente dalla Raffineria per l'acqua demineralizzata, che concorre alla formulazione dei alcuni prodotti, e per le acque industriali.

Le acque di raffreddamento sono recuperate per ridurre il consumo di acqua. I consumi di acqua demineralizzata sono correlati all'esercizio della centrale termica e dalle quantità di anticongelante prodotte.

Emissioni in atmosfera

Il Gestore afferma che il principale impianto che produce emissioni in atmosfera è la Centrale Termica per l'Olio Diatermico dello stabilimento. Le emissioni hanno carattere discontinuo, circa 5 ore al giorno pari a 1100 ore/a. I gruppi termici della Centrale hanno una potenza di 800 Mcal/h e 1.000 Mcal/h rispettivamente - tot. 2,093 MW_{th} - e utilizzano gasolio: 0,005% S, consumo annuo: 74,4 (t) (alla capacità produttiva).

Tutti i altri punti di emissione, ad eccezione del camino della Centrale Termica, sono dotati di impianti di abbattimento fumi e vapori.

Tutti i punti di emissione sono controllati annualmente dall'Ente Zona Industriale di Porto Marghera.

I composti organici volatili (VOC) si originano principalmente dallo stoccaggio, dal caricamento e movimentazione prodotti e dalle apparecchiature e componenti (flange, valvole, tenute, drenaggi, etc.).



Emissioni in atmosfera di tipo convogliato STAP (alla capacità produttiva, cfr. Addendum C.7.2):

| Camini | Unità asservite | Caratteristiche geometriche | | Caratteristiche emissive | | Limiti D. Lgs. 152/2006 (mg/Nm ³) | Valori attuali alla MCP | Limiti AIA proposti |
|--------|--|-----------------------------|---------------------------|------------------------------|---|---|--|--------------------------------|
| | | Altezza (m) | Sezione (m ²) | Portata (Nm ³ /h) | Sistema di abbattimento | | | |
| 01 | Produzione grassi | 20 | 0,28 | 7.333 | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori e impianto scrubber | Parte quinta Allegati alla parte quinta "Parte II - Valori di emissione" "Punto 4. Composti organici sotto forma di gas, vapori o polveri". Soglia di rilevanza (espressa come flusso di massa) per l'applicazione dei limiti di concentrazione per emissione di COV >25 g/h. Non sono emessi inquinanti di cui al punto "1.1. Sostanze ritenute cancerogene e/o tossiche per la riproduzione e/o mutagene (tabella A1)" | Polveri: 6 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 03 | Produzione del Grasso con sapone all'Alluminio Complesso | 20,75 | 0,005 | 45 | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: < 1 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 17 | Reparto Produzione Oli | 8,8 | 0,031 | 2.677 | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 18 | Reparto Produzione Oli | 8,8 | 0,031 | 2.250 | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 22 | Reparto Produzione Prodotti Speciali | 3,7 | 0,049 | 1.991 | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 23 | Centrale Termica (Olio Diatermico) | 26 | 0,27 | 2.358 | | Polveri: 150 mg/Nm ³ NOx (come NO ₂): 500 mg/Nm ³ (rif. 6% O ₂) SOx: il valore si considera rispettato se sono utilizzati combustibili con contenuto di S ≤ 1% | Polveri: 1 NOx (come NO ₂): 262 mg/Nm ³ CO: 8 mg/Nm ³ (rif. 12,5% O ₂) | (*) |
| 2 | Impianto di Emergenza | 20,36 | 0,224 | | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | | | |

(*) Limiti non applicati. La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio

Emissioni diffuse

I composti organici volatili (VOC) si originano principalmente dallo stoccaggio, dal caricamento e movimentazione prodotti e dalle apparecchiature e componenti (flange, valvole, tenute, drenaggi, etc.).
Le emissioni riguardano oli e glicoli nelle fasi di Caricamento/Movimentazione prodotti nelle Pensiline di carico e lo Stoccaggio prodotti/materie prime.



Scarichi acque reflue

Le reti di flusso interno delle acque dello stabilimento sono così suddivisibili:

- rete fognatura delle acque nere o civili derivanti da:
 - impianto produzione grassi;
 - palazzine di portineria, spogliatoi e direzione previo trattamento in fosse Imhoff.
- rete fognatura acque oleose derivanti da:
 - acque meteoriche dei piazzali di tutte le aree di stabilimento;
 - bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio di materie prime, oli base previo accumulo in una vasca (Serb. GR I°);
 - impianti produttivi (oli, grassi, prodotti speciali);
 - officina;
 - pensiline/punti di carico/scarico autobotti;
 - magazzini prodotti finiti;
 - aree di stoccaggio vuoti;
 - centrale termica.

Lo STAP è provvisto di un impianto fognario costituito da tubazioni, pozzetti, caditoie, che raccolgono le acque meteoriche, nere e di processo in un sistema di decantazione fanghi e oli e quindi nella vasca di accumulo reflui, le acque accumulate sono rilanciate al sistema di trattamento della Raffineria di Venezia. Prima di essere accumulate nell'apposita vasca, le acque oleose subiscono un pre-trattamento di disoleazione nelle vasche di decantazione poste in prossimità della stazione di sollevamento. La fase oleosa recuperata, dopo caratterizzazione, è smaltita come rifiuto.

Il Gestore dichiara che le acque civili, meteoriche e industriali confluiscono nell'impianto di depurazione della Raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito STAP. Non vi è alcuna dispersione nel terreno di acque di pioggia.

Produzione di rifiuti

Il Gestore dichiara che la produzione di rifiuti dello stabilimento è principalmente costituita da rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi (rifiuto prodotto in maggiore quantità), imballaggi metallici, assorbenti e materiali filtranti, emulsioni e sostanze chimiche di laboratorio ed infine ridotti quantitativi di rifiuti solidi urbani ed assimilati (cfr. Addendum C STAP - C.11.2 Produzione di rifiuti alla capacità produttiva).

Lo STAP si avvale di due aree di deposito temporaneo dei rifiuti per la messa a dimora dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno:

- area 17 raccolta rifiuti non pericolosi e pericolosi - capacità di stoccaggio 80 m³ - superficie 432 m²,
- area 17/A raccolta rifiuti infiammabili - capacità di stoccaggio 10 m³ - superficie 28 m².

La gestione dei rifiuti presso lo STAP, in analogia a quanto avviene per l'area di Raffineria, comprende tutte le attività di raccolta, deposito temporaneo. I rifiuti sono inviati allo smaltimento esterno a ditte autorizzate.

Inquinamento del suolo e della falda

Il Gestore dichiara che, allo scopo di garantire la protezione del suolo/sottosuolo e della falda lo stabilimento, allineato con la Raffineria, applica dal 1999 la normativa vigente e le Norme e Procedure di settore. Lo Stabilimento ha provveduto ad attrezzare con idonei sistemi Pump & Treat quattro piezometri della falda di riporto, prospicienti la sponda lagunare per la verifica periodica del sistema di monitoraggio della falda mediante freatimetrie e campionamenti delle acque.

Altre problematiche ambientali

Il Gestore dichiara che la tematica degli odori non è applicabile allo stabilimento.



7. VERIFICA DI CONFORMITÀ DEI CRITERI IPPC

7.1. Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili

La prima considerazione da fare in merito alla raffineria di Venezia riguarda la data di realizzazione dei diversi impianti: gli impianti piuttosto datati e che quindi non riescono a garantire un'elevata efficienza energetica ed ambientale dell'intero processo di raffinazione.

Va evidenziata l'assenza di moderni impianti dei primi processi di distillazione del greggio. Rispetto ai nuovi impianti per la raffinazione del greggio, nella configurazione della raffineria di Venezia sono assenti gli impianti di cracking catalitico a letto fluido (FCC) e di mild hydrocracking (MHC), oggi considerati il cuore delle moderne raffinerie. Questi due impianti permettono di processare le frazioni più pesanti del greggio, dopo la distillazione sottovuoto, aumentando la resa in gasolio e benzine.

Emissioni in atmosfera. Rispetto ad altre moderne raffinerie, quella di Venezia sembrerebbe quindi "sbilanciata" nella produzione di bitume e olio combustibile, quest'ultimo ampiamente impiegato come combustibile internamente alla stessa raffineria nei forni di processo e nell'impianto di cogenerazione con le conseguenti emissioni che ne derivano, in particolare di SO₂, NO_x e polveri.

Le emissioni di SO₂, NO_x e polveri e le conseguenti ricadute risultano essere critiche anche in considerazione della particolare situazione territoriale e ambientale, locale e regionale. Dalle stesse simulazioni modellistiche del gestore si evince che i contributi immissivi sono significativi; secondo il gestore, invece, le simulazioni modellistiche delle ricadute non evidenziano contributi significativi.

Il maggior contributo alle emissioni di SO₂ e NO_x deriva dal camino E18 e dal camino E20, cui fanno rispettivamente riferimento le unità di cogenerazione, DP3 e di visbreaking/thermal cracking. Gli altri camini collegati alle unità di processo pesano relativamente meno.

Dai dati dichiarati dal Gestore e dalle rielaborazioni condotte complessivamente, risulta che la Raffineria rimane entro gli intervalli di prestazione indicati dalla Linea guida MTD di settore:

| Prestazioni ambientali conseguibili nelle raffinerie con l'adozione delle MTD (impianti nuovi ed esistenti) | |
|---|--|
| COMPOSTO INQUINANTE | Intervallo valori di emissione considerati prestazioni oggi conseguibili nelle raffinerie italiane (mg/Nm ³) |
| Ossidi di zolfo (SO _x) | 800-1200 |
| Ossidi di azoto (NO _x) | 250-450 |
| Polveri (PM) | 30-50 |
| Monossido di carbonio (CO) | 100-150 |
| Composti Organici Volatili (VOC) | 20-50 |
| Idrogeno solforato (H ₂ S) | 3-5 |
| Ammoniaca e composti a base di cloro | 20-30 |

Il Gestore, nell'ambito dell'analisi di confronto con le MTD, ha approfondito le seguenti tecniche secondarie, indicate dalla Linea Guida, finalizzate a ridurre le emissioni dei macroinquinanti:

- NO_x - Selective Catalytic Reduction (SCR) Unit
- SO_x - Wet Gas Scrubber (WGS) Unit
- Particolato - ElectroStatic Precipitator (ESP) Unit

ed ha sviluppato degli studi preliminari per verificare i costi-benefici dei diversi trattamenti di cui sopra, arrivando a concludere che tali interventi porterebbero a scarsi e non significativi vantaggi in termini di minori ricadute inquinanti (cfr. sotto).

Considerazioni del gestore riguardo l'adozione di tecniche di controllo delle emissioni (rif. Scheda D31A):

1° case study: considerando l'assetto emissivo della raffineria, in cui il camino 18, al quale afferiscono le unità COGE e DP3, rappresenta il punto di emissione più rilevante (circa il 70% dei fumi emessi dalla raffineria), il Gestore ha ritenuto opportuno condurre l'analisi per il trattamento dei fumi di questo camino. Sono state considerate per le tecniche sopraindicate, in prima ipotesi, le prestazioni medie indicate nella



Linea Guida per l'identificazione delle MTD per le raffinerie. Nella seguente tabella è illustrata in dettaglio l'ipotesi considerata (per un confronto con i dati di emissione nell'assetto attuale e alla MCP):

Tabella 1 - Tecniche di trattamento secondario analizzate

Emissioni camino 18 alla

| Tecnica | Prestazioni considerate | Emissioni camino 18 alla MCP |
|---------|--|--|
| | | Volume fumi = 560.524 Nm ³ /h |
| SCR | Emissione di NOx ⁽¹⁾ = 100 mg/Nm ³ | NOx = 491 t/a |
| WGS | Efficienza di abbattimento ⁽²⁾ = 94% | SOx = 83 t/a |
| ESP | Emissione di PM ⁽³⁾ = 10 mg/Nm ³ | PM = 49 t/a |

1. Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un utilizzo misto di fuel gas e fuel oil nei forni e nelle caldaie afferenti al camino;
2. Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un valore medio per il processo Wet Limestone Scrubber;
3. Valore desunto dalla Linea Guida sulle MTD per le raffinerie, considerando un valore medio.

La Linea Guida sulle MTD per le Raffinerie indica inoltre l'adozione di tecniche per la riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo dai gas provenienti dal sistema di eiettori delle colonne vuoto. Generalmente tali tecniche prevedono l'impiego di sistemi di lavaggio dei waste gas mediante trattamento con ammine.

2° case study: il Gestore ha individuato un metodo basato sui dati di processo delle unità di distillazione primaria DP2 e DP3, che non prevedono uno specifico sistema di lavaggio amminico per il waste gas del sistema vuoto. A titolo indicativo è stato considerato che il lavaggio dei gas riduca il tenore di zolfo nello stream gassoso ai livelli ottenibili mediante lavaggio con soluzione amminica.

Tabella 2 - Tecniche di trattamento waste gas

| Tecnica | Prestazioni considerate | Emissioni evitate alla MCP |
|--------------|---|--|
| Lavaggio gas | Abbattimento completo di H ₂ S dai waste gas delle unità DP2 e DP3 | Camino 03 - SOx = - 106 t/a Camino 18 - SOx = - 135 t/a |

Con riferimento a questi due case-study, il Gestore ha sviluppato una simulazione modellistica delle ricadute al suolo in cui mostra che gli interventi di adeguamento alle MTD secondarie avrebbero un peso non significativo sul miglioramento della qualità dell'aria; la spiegazione potrebbe essere legata all'altezza del camino 18 (80 metri), che attenua le ricadute delle emissioni inquinanti, rispetto alle emissioni dagli altri camini di minor altezza.

Considerazioni del GI relativamente all'adozione di tecniche di controllo delle emissioni

Con riferimento alla raffineria in esame, occorre considerare il quadro emissivo di confronto con le altre raffinerie (tutte con fattori di emissione inferiori a quelli proposti dal gestore nella domanda di AIA per la raffineria di Venezia) e le esternalità connesse alla prossimità di un contesto territoriale fortemente antropizzato e particolarmente ricco di patrimonio culturale e ambientale. Inoltre, il Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Aria (PRTRA) individua l'area industriale di Marghera come area da risanare ed, infine, non possono essere sottovalutate le criticità connesse con la qualità dell'aria regionale.

Il problema del PM₁₀ nel Veneto è stato sollevato recentemente dalla Commissione Europea (Decisione della Commissione C(2009) 7390 definitivo del 28.9.2009).

Il GI ritiene necessari significativi interventi di riduzione delle emissioni inquinanti per i tre macroinquinanti SO₂, NOx e Polveri, mediante applicazione di tecniche preventive, quali:

- a) desolfurazione spinta del fuel gas,
- b) miglioramento dell'efficienza energetica dei forni,
- c) estensione dei bruciatori low-NOx,
- d) utilizzo di gas naturale,
- e) utilizzo di olio combustibile a più basso tenore di zolfo,



non escludendo peraltro la necessità di intervenire con tecniche di controllo secondarie, quali: impiego di sistemi De-SO_x, De-NO_x e di depolverazione.

Il GI istruttore ritiene necessario fissare come traguardo, entro un arco temporale di medio termine, l'allineamento dei fattori di emissione dei macroinquinanti, al 50° percentile delle raffinerie europee ("Study contract for investigation of EU refineries' compliance with the Directive on combating of air pollution from industrial plants" effettuato da PDC per la Direzione generale Ambiente della Commissione Europea, 17 dicembre 2004). Il raggiungimento di detto traguardo consente un sostanziale risanamento ambientale a costi non eccessivi e in linea con le BAT.

Il GI evidenzia inoltre che:

- le temperature dei gas emessi sono particolarmente elevate. Almeno sulle emissioni più importanti in termini di h/giorno di emissione e di portata andrebbe considerata la possibilità di un recupero energetico,
- le velocità di emissione dei fumi non sono particolarmente elevate, o meglio sono da ritenersi accettabili solo in quanto l'alta temperatura dei fumi consente un miglioramento del galleggiamento, compensandole quindi in parte; in alcuni casi sono peraltro basse già alla MCP (n° 4 camini con v < 10 m/s). A potenzialità ordinarie le velocità di emissione risultano in generale alquanto basse, inferiori alle condizioni ottimali.

I dati riportati nella tabella 1 della "nota rendimento e potenzialità forni" mostrano che l'efficienza termica dei forni principali della Raffineria (maggiore contributo in termini di volume fumi) è in linea con quanto indicato dalle Linee Guida. Rendimenti inferiori riguardano forni di minor potenza.

Risulta difficile valutare gli effetti delle emissioni diffuse e fuggitive di COV e Benzene, non essendo state oggetto delle simulazioni modellistiche. Sul contenimento delle emissioni di COV e benzene, il Gestore ha proposto importanti interventi di adeguamento alle MTD (es. coperture vasche di disoleazione, recupero vapori dal caricamento navi), e l'implementazione a piena scala di un programma di Leak Detection And Repair (LDAR), da completare entro il 2011.

NOTA ENI (novembre 2009)

Con la presente nota integrativa volontaria la Raffineria intende fornire alcune informazioni aggiuntive relative allo scenario emissivo alla massima capacità produttiva, presentato nell'ambito dell'Istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale, in relazione alle caratteristiche specifiche del ciclo produttivo.

Il ciclo di lavorazione della Raffineria di Venezia è del tipo semplice (Hydroskimming) con un unico impianto di conversione termica (unità Visbreaking - Thermal Cracking) che garantisce una capacità di conversione pari a ca. il 20 % rispetto a valori di conversione del 50-60% di raffinerie più complesse del circuito ENI, che dispongono di specifici impianti di conversione come ad esempio Fluid Catalytic Cracking (FCC), Hydrocracking etc.

Conseguenza diretta di ciò è una quantità di gas combustibile autoprodotta significativamente inferiore per le raffinerie a bassa conversione che nel caso specifico della Raffineria di Venezia risulta essere pari a ca. 120.000 t/anno, alla massima capacità produttiva e con i greggi di riferimento lavorabili.

Pertanto lo scenario emissivo presentato dalla Raffineria nell'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale (e successive integrazioni) risulta congruente con la configurazione del ciclo produttivo, sia alla massima capacità produttiva, sia al consuntivo dell'anno di riferimento 2005.

Sulla base di quanto sopra esposto, la Raffineria non è in grado di aumentare l'autoproduzione di gas combustibile e pertanto è necessario ricorrere all'introduzione di combustibili gassosi dall'esterno, quale Gas Naturale.

Comunque la raffineria ritiene tecnicamente ed economicamente sostenibili nel breve e medio periodo le seguenti azioni di miglioramento in termini di qualità dei combustibili e quantità relative.

Nel mese di marzo 2010, il gestore ha fornito ulteriore documentazione integrativa: "DEFINIZIONE ASSETTO EMISSIVO ALLA MASSIMA CAPACITÀ PRODUTTIVA" - REVISIONE NOTA CON SDOPPIAMENTO FUMI E18.

L'assetto emissivo della raffineria alla massima capacità produttiva, riferito alla scheda B 7.2 dell'integrazione all'istanza di AIA, sarà proposto in due fasi successive:

Fase 1. Miglioramento qualità dei combustibili entro il 1° semestre 2010, in particolare:

- a. Riduzione del contenuto di zolfo nell'olio combustibile, da 0,94 % a 0,85 % peso;
- b. Riduzione del contenuto di zolfo del gas combustibile, da 0,21 % a 0,05 % peso.



Fase 2. Sostituzione parziale di olio combustibile con Gas Naturale introdotto nella rete di Raffineria, a valle del completamento dell'iter autorizzativo e successiva realizzazione del condotto di collegamento alla raffineria di pertinenza della Snam Rete Gas.

In ALLEGATO I e II, richiamati sotto, della documentazione integrativa del marzo 2010 sono riportate le tabelle con i nuovi assetti emissivi proposti, riferite alla Capacità di Lavorazione di 4.550.000 (t/a).

Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA sarà effettuato, con il supporto di società di ingegneria e fornitori qualificati nel campo, uno studio finalizzato alla sostituzione dei bruciatori di tecnologia Low-NOx sui forni principali di Raffineria.

ALLEGATO I - Emissioni convogliate in atmosfera nell'assetto AIA alla Massima Capacità Produttiva - 1ª Fase (Miglioramento Qualità Fuels)

| Tipologia Fuels | Qualità Fuels (%wt. S) | Quantità Bruciata (t/a) |
|-------------------|------------------------|-------------------------|
| Olio Combustibile | 0,85 | 140.289 |
| Fuel Gas | 0,05 | 149.299 |

| Camini | Potenza progetto Mcal/h | Impianti afferenti | SO ₂ | SO ₂ | NO _x | NO _x | PST | PST | CO | CO | Volume fumi Nm ³ /h |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|------|--------------------|------|--------------------|-----------------------------------|
| | | | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | |
| E3 | 21,32 | DP2 | 20 | 955 | 11 | 491 | 2 | 79 | 1 | 55 | 21.433 |
| E18 | 192,60 | DP3 | 54 | 889 | 28 | 450 | 3 | 44 | 3 | 55 | 61.320 |
| | | COGE | 48 | 109 | 80 | 179 | 4 | 8 | 9 | 19 | 446.249 |
| E15 | 26,48 | ISO | 25 | 934 | 14 | 510 | 2 | 77 | 1 | 55 | 26.990 |
| E8 | 29,14 | RC3 A | 23 | 957 | 12 | 502 | 2 | 79 | 1 | 54 | 24.201 |
| E12 | 18,29 | RC3 B | 15 | 957 | 7 | 461 | 1 | 79 | 1 | 54 | 15.190 |
| E14 | 42,39 | RC3 C | 34 | 957 | 19 | 537 | 3 | 79 | 2 | 54 | 35.205 |
| E20 | 58,30 | VBTC | 48 | 866 | 25 | 450 | 3 | 50 | 3 | 55 | 55.239 |
| E16 | 10,49 | HF1 | 8 | 462 | 8 | 466 | 1 | 35 | 1 | 57 | 17.854 |
| E17 | 14,15 | HF2, RZ1 e RZ2 | 46 | 2.421 | 7 | 363 | 1 | 58 | 1 | 46 | 19.042 |
| Consuntivo Bolla | | | | 446 | | 291 | | 28 | | 33 | 722.724 |
| Limiti Bolla proposti | | | | 450-500 | | 300-400 | | 40-50 | | 50-150 | |
| <i>Prestazioni con MTD DM Linee Guida 31-5-2007</i> | | | | <i>800-1200</i> | | <i>250-450</i> | | <i>30-50</i> | | <i>100-150</i> | |

| | SO ₂ | NO _x | PST | CO |
|--|-----------------|-----------------|--------|--------|
| Consuntivo (t/a) | 2.822,45 | 1.839,75 | 179,60 | 206,34 |
| Fattori Emissivi (t inquinante/Mt lavorato) | 620,32 | 404,34 | 39,47 | 45,35 |

ALLEGATO II - Emissioni convogliate in atmosfera nell'assetto AIA alla Massima Capacità Produttiva - 2ª Fase (Introduzione Metano)

| Tipologia Fuels | Qualità Fuels (%wt. S) | Quantità Bruciata (t/a) |
|-------------------|------------------------|-------------------------|
| Olio Combustibile | 0,85 | 116.330 |
| Fuel Gas | 0,05 | 149.299 |
| Metano | 0,00 | 20.000 |



| Camini | Potenza progetto Mcal/h | Impianti affidenti | SO ₂ | SO ₂ | NO _x | NO _x | PST | PST | CO | CO | Volume fumi Nm ³ /h |
|---|----------------------------|-----------------------|-----------------|--------------------|-----------------|--------------------|------|--------------------|------|--------------------|-----------------------------------|
| | | | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | kg/h | mg/Nm ³ | |
| E3 | 21,32 | DP2 | 14 | 662 | 10 | 467 | 1 | 54 | 1 | 56 | 20.486 |
| E18 | 192,60 | DP3 | 54 | 889 | 28 | 450 | 3 | 44 | 3 | 55 | 61.320 |
| | | COGE | 48 | 109 | 80 | 179 | 4 | 8 | 9 | 19 | 446.249 |
| E15 | 26,48 | ISO | 17 | 638 | 13 | 483 | 1 | 52 | 1 | 56 | 26.161 |
| E8 | 29,14 | RC3 A | 15 | 663 | 11 | 476 | 1 | 54 | 1 | 56 | 23.107 |
| E12 | 18,29 | RC3 B | 10 | 663 | 6 | 445 | 1 | 54 | 1 | 56 | 14.503 |
| E14 | 42,39 | RC3 C | 22 | 663 | 17 | 502 | 2 | 54 | 2 | 56 | 33.614 |
| E20 | 58,30 | VBTC | 48 | 866 | 25 | 450 | 3 | 50 | 3 | 55 | 55.239 |
| E16 | 10,49 | HF1 | 6 | 253 | 11 | 472 | 0 | 18 | 1 | 57 | 22.579 |
| E17 | 14,15 | HF2, RZ1 e RZ2 | 42 | 2.217 | 7 | 353 | 1 | 39 | 1 | 46 | 18.806 |
| Consuntivo Bolla | | | | 382 | | 286 | | 23 | | 33 | 722.065 |
| Limiti Bolla proposti | | | | 400-450 | | 300-400 | | 40-50 | | 50-150 | |
| <i>Prestazioni con MTD (DM - Linee Guida 31-5-2007)</i> | | | | <i>800-1200</i> | | <i>250-450</i> | | <i>30-50</i> | | <i>100-150</i> | |

| | SO ₂ | NO _x | PST | CO |
|--|-----------------|-----------------|--------|--------|
| Consuntivo (t/a) | 2.415,16 | 1.807,30 | 145,04 | 207,55 |
| Fattore Emissivo (t inquinante/Mt lavorato) | 530,80 | 397,21 | 31,88 | 45,61 |

LIMITI PROPOSTI DAL GI PER I PRINCIPALI INQUINANTI PRIMARI**Fattori di emissione limite su base annuale proposti dal GI (t inquinante/Mt lavorato):**

| Parametro | Fattori di emissione anno 2005 | Fattori di emissione alla MCP (domanda AIA) | 50° percentile Raffinerie UE | Fattori di emissione proposti dal GI: 1° fase (dal rilascio dell'AIA) | Fattori di emissione proposti dal GI: 2° fase (dal 01/01/2015) |
|-----------------|--------------------------------|---|------------------------------|---|--|
| SO ₂ | 930 | 1.126 | 550 | 620 | 500 |
| NO _x | 354 | 510 | 270 | 400 | 300 |
| Polveri | 46 | 72 | 30 | 40 | 30 |
| CO | | | 25 | 45 | 45 |

Valori limite di concentrazione proposti dal GI (mg/Nm³):

| Parametro | Limite autorizzato | Prestazione MTD | Prestazione 2005 | Limiti AIA proposti dal GI 1° fase | Limiti AIA proposti dal GI 2° fase |
|---|--------------------|-----------------|------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| SO ₂ | 1700 | 800-1200 | 626 | 435 | 370 |
| NO _x | 500 | 250-450 | 232 | 284 | 250 |
| Polveri | 80 | 30-50 | 31 | 28 | 20 |
| CO | 250 | 100-150 | 25 | 32 | 30 |
| COV | 300 | 20-50 | - | 20 | 20 |
| H ₂ S | 5 | 3-5 | - | 5 | 3 |
| NH ₃ e composti a base cloro | 30 | 20-30 | - | 20 | 20 |



Scarichi idrici. Per quanto riguarda le emissioni inquinanti idriche le tecnologie implementate ed i confronti con le MTD non sono state oggetto di approfondimento da parte del gestore ma va evidenziato che, comunque, i vincoli di legge a cui devono attenersi gli impianti di Porto Marghera che scaricano in laguna di Venezia sono particolarmente stringenti (rif. decreti Ronchi-Costa 30.07.99); ne deriva che gli scarichi si possono considerare adeguati alle MTD.

Nella presente AIA, il limite per il COD è stato abbassato da 120 a 80 mg/l; è stato inoltre prescritto il convogliamento dello scarico delle acque trattate nella rete del "PIF" non appena questa sarà disponibile: in tal modo il trattamento attuale si configurerà come un pre-trattamento e lo scarico finale avverrà fuori dell'area lagunare, con ulteriori significativi benefici ambientali.

Inquinamento del suolo e del sottosuolo. La Raffineria ha in corso interventi di caratterizzazione, messa in sicurezza e bonifica del sito, i cui aspetti non sono ambito dell'AIA mentre, per quanto riguarda gli interventi volti ad evitare qualsiasi ulteriore contaminazione del suolo e del sottosuolo, emerge che l'intervento più importante, consistente nell'installazione di doppi fondi sui serbatoi fuori terra, è in corso (attuato su 23 serbatoi su 74). In considerazione di ciò, devono essere attuate tutte le tecniche gestionali (svuotamento e apertura, controlli non distruttivi) atte a verificare lo stato di conservazione del fondo dei serbatoi.

8. CONSIDERAZIONI FINALI

Criteria utilizzati dal GI per proporre limitazioni ai flussi di massa annuale per le emissioni in atmosfera

Base di riferimento sono i fattori di emissione annui (*t/Mt di greggio*) per SO₂, NO_x, polveri e CO, riferiti al 50° percentile delle raffinerie europee, risultanti da uno studio promosso dalla Commissione Europea. Considerato anche che non trattasi di uno studio recente (lo studio è stato pubblicato nel novembre 2004), ed inoltre ante-applicazione delle BAT di cui alla direttiva IPPC, si è ritenuto il 50° percentile un obiettivo equilibrato, soddisfacente sotto il profilo delle BAT ed effettivamente raggiungibile anche per gli impianti esistenti. Ciò è illustrato di seguito in maniera sintetica. Tale obiettivo si è ritenuto non derogabile, considerata l'ubicazione dell'impianto e il livello di inquinamento esistente.

Sono stati quindi considerati i fattori di emissione storici (anno 2005) e le MTD effettivamente applicabili all'impianto specifico per il raggiungimento dell'obiettivo. Il GI ritiene: la 1^a fase raggiungibile con l'impiego di combustibili (O.C. e fuel gas) a minor contenuto di zolfo; la 2^a fase raggiungibile sostituendo una quota di O.C. pari a circa il 15% con gas naturale (ovvero, con combustibili a tenore di zolfo ulteriormente ridotto, e miglioramento dell'efficienza dei Claus) e, per quanto riguarda gli NO_x, con interventi di miglioramento della combustione e dell'efficienza energetica.

E' quindi sufficiente l'applicazione di tecniche primarie per la raffineria di Venezia.

Prestazioni del sistema di trattamento effluenti

Il Gestore (anno 2005) stima elevati rendimenti medi per la sezione depurazione acque, in grado di rispettare con ampi margini i limiti del DM 30 luglio 1999 (scarichi in laguna), anche per i microinquinanti organici e inorganici. I rendimenti sono stati calcolati in base ai valori medi dei parametri riportati nella tabella successiva, misurati in ingresso/uscita dalla sezione biologica dell'impianto di trattamento, che costituisce la sezione base del sistema depurativo:

Parametri in ingresso/uscita dalla sezione biologica

| Parametri ppm | IN | OUT |
|------------------------------|------|-----|
| COD | 126 | 24 |
| NH ₄ ⁺ | 4,6 | 0,4 |
| N totale | 6,7 | 4,5 |
| HC | 17,3 | 0,6 |
| BOD ₅ | 31 | 4 |

Rispetto all'autorizzazione in essere, nella presente AIA il limite per il COD viene abbassato da 120 mg/l a 80 mg/l. Ciò non comporta la necessità di interventi, essendo i valori riportati dal Gestore ampiamente inferiori al limite proposto.



9. PRESCRIZIONI

Il GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005, se saranno rispettate le prescrizioni e i VLE (valori limite di emissione) per gli inquinanti di seguito riportati. I VLE e le prescrizioni sono stati formulati nel rispetto dei criteri del D. Lgs. 59/05.

9.1. Massima Capacità Produttiva della Raffineria (MCP)

La capacità di produzione è attualmente di 4.550.000 t/a di petrolio greggio.

9.2. Emissioni in atmosfera

Si applicano, inoltre, le seguenti prescrizioni.

9.2.1. Emissioni convogliate

A) Limiti per le emissioni che si riferiscono all'intero complesso di raffineria (bolla):

Valori limite dei flussi di massa calcolati su base annuale:

| Parametro | LIMITI AIA | |
|-----------------|--|--|
| | Flussi di massa 1 ^a fase (t/anno) | Flussi di massa 2 ^a fase (t/anno) |
| | Dal rilascio dell'AIA | Dal 01/01/2015 |
| SO ₂ | 2.821 | 2.275 |
| NO _x | 1.820 | 1.365 |
| Polveri | 182 | 137 |
| CO | 205 | 205 |

Valori limite di concentrazione:

| Parametro | Prestazione MTD (**) mg/Nm ³ | Limiti AIA | |
|---|--|---|---|
| | | 1 ^a fase mg/Nm ³ | 2 ^a fase mg/Nm ³ |
| SO ₂ (*) | 800-1200 | 435 | 370 |
| NO _x (*) | 250-450 | 284 | 250 |
| Polveri (*) | 30-50 | 28 | 20 |
| CO (*) | 100-150 | 32 | 30 |
| COV | 20-50 | 20 | 20 |
| H ₂ S | 3-5 | 5 | 3 |
| NH ₃ e composti a base cloro | 20-30 | 20 | 20 |

(*) Parametri misurati in continuo (cfr. prescrizione 9.2.4, lettera c) per i tempi e le modalità di adeguamento degli SME).

(**) Espressi come valori medi mensili riferiti (misurati) al tempo di effettivo funzionamento dell'impianto.



I valori di bolla devono essere calcolati come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti gassosi dell'intera raffineria. I suddetti limiti devono riferirsi alle ore di effettivo funzionamento. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto. Le concentrazioni e le portate vanno riferite ai gas secchi.

Calcolo del volume degli effluenti gassosi

Il volume dell'effluente gassoso totale dell'intera raffineria, da utilizzare per il calcolo dei valori di bolla, è quello corrispondente alla somma dei singoli contributi derivanti da tutti gli effluenti gassosi emessi da tutti gli impianti di raffineria.

Il volume degli effluenti gassosi può essere misurato in continuo o determinato mediante metodi stechiometrici in base alla conoscenza del consumo di combustibile. In particolare, il volume dei fumi emessi dagli impianti di combustione e dalle turbine a gas sono determinati utilizzando le formule di dettaglio (basate sulla composizione % in peso dei singoli elementi costituenti il combustibile utilizzato) riportate nel DPR n. 416 del 2001 o tramite i valori dei volumi unitari dei fumi riportati nella linea guida MTD, estratta dal DPR n. 416 del 2001.

I camini le cui emissioni inquinanti sono da intendersi autorizzate e che rientrano nel calcolo di bolla sono:

| Camini: | Unità asservite |
|---------|---|
| E03 | Distillazione primaria DP2 |
| E08 | Reforming catalitico RC3 A |
| E12 | Reforming catalitico RC3 B |
| E14 | Reforming catalitico RC3 C |
| E15 | Isomerizzazione |
| E16 | Desolforazione HF1 |
| E17 | Desolforazione HF2 e Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2 |
| E18 | COGE e Unità di distillazione primaria DP3 (le due unità sono monitorate separatamente) |
| E20 | Visbreaking / Thermal cracking |

Le caratteristiche dei camini sono riportate nelle Schede B6 della domanda di AIA (per il camino E18, in questo parere, sono stati modificati i flussi essendo previsto il monitoraggio separato per le unità COGE e DP3).

Conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione (bolla)

- I valori limite di concentrazione si considerano rispettati se:
 - per i parametri misurati in continuo (SO₂, NO_x, Polveri e CO), nessun valore medio mensile supera i pertinenti valori limite di emissione. Per i camini rientranti in bolla, non ancora dotati di sistemi di misurazione in continuo, il gestore dovrà provvedere alla loro misura con frequenza semestrale fino all'attivazione di detti sistemi. Per valore medio mensile si intende la media aritmetica dei valori medi orari validi rilevati nel corso del mese;
 - per i parametri misurati in discontinuo (COV, H₂S e NH₃), nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.
- I valori limite dei flussi di massa si considerano rispettati se i valori annuali non superano i valori prescritti.
- Le emissioni del camino della COGE (E18) devono rispettare puntualmente i valori limite di cui all'Allegato II alla parte V del D.Lgs. 152/06.



B) EMISSIONI AUTORIZZATE CHE NON RIENTRANO NEL CALCOLO DELLA BOLLA

- Camini:

- Camino E21 da riscaldamento serbatoio bitume 601
- Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume 602
- Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume 603
- Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume 604
- Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume 605
- Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume 606
- Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume 607
- Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume 608

Trattasi di emissioni discontinue (portata circa 118 m³/h).

- Sfiati in atmosfera

Per i seguenti sfiati in atmosfera si applicano le seguenti prescrizioni:

| Sigla ident. | Descrizione | Tipo di emissione |
|--------------|---|-------------------|
| S29 | URV caricamento benzine ZNE 80 (S) | discontinua |
| S30 | URV caricamento bitume 6.122 | discontinua |
| S31 | URV serbatoi bitume 6.122 | discontinua |
| S32 | RC3-CCR ND (rigenerazione ciclica) | discontinua |
| S33 | RC3 95 (rigenerazione catalizzatore) | discontinua |
| S 35/1.../26 | Cappe laboratorio | discontinua |
| S36 | Cappe laboratorio SOI CARB | |
| S37 | Cappe laboratorio DP2 | |
| S38 | Cappe laboratorio SOIMOVSPED | |
| S42 | URV caricamento/scaricamento benzine NAVI | discontinua |
| S43 | Copertura Vasche API | continua |

URV = Unità Recupero Vapori.

(S43). Il sistema di abbattimento delle VOC relativo al camino (S43) - Copertura Vasche API deve avere un rendimento minimo dell'80%: l'efficienza di abbattimento dovrà essere determinata effettuando misure di VOC a monte e valle del sistema di abbattimento. Nei primi sei mesi di funzionamento (durante il quale non si applica il limite) dovranno essere effettuate misure mensili per determinare l'efficienza; successivamente, ogni sei mesi. Oltre alla determinazione della concentrazione dei VOC, dovrà essere effettuata la determinazione della composizione dei VOC. Il limite si applica a partire dal 1° luglio 2013.

- Torce di stabilimento

Le torce debbano essere dotate di misuratore in continuo di portata e relativa registrazione. Il gestore fornirà i dati tecnici certificati dal costruttore relativi alla temperatura minima di combustione ed efficacia del sistema di iniezione del vapore di smokeless.

Il Gestore deve comunicare all'Ente di controllo, secondo quanto previsto nel PMC, 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.

9.2.2. Fuel gas e Fuel oil: contenuto di zolfo

I combustibili utilizzati in Raffineria sono olio combustibile (F.O.), gas incondensabili (F.G.) e gas naturale, non appena questo ultimo sarà disponibile.

Il **fuel gas** prodotto deve essere desolfurato mediante idonei sistemi di lavaggio con ammine per la separazione dell'H₂S e mercaptani. Il contenuto massimo di zolfo nel fuel gas destinato al riutilizzo come combustibile, o comunque bruciato, deve essere: inferiore a 500 ppm, come S (1^a fase); inferiore a 200 ppm, come S (2^a fase). Il **fuel oil** dovrà avere un contenuto massimo di zolfo dello 0,85 %, già nella 1^a fase.



9.2.3. Emissioni non convogliate in aria

Le emissioni non convogliate in aria comprendono le emissioni diffuse e le emissioni fuggitive. Si propone che il Gestore intervenga con un puntuale programma di contenimento che preveda almeno i seguenti punti:

1. Copertura vasche di disoleazione e abbattimento VOC

Entro il 31.12.2012 deve essere realizzata la copertura delle vasche di disoleazione e il trattamento dell'aria contaminata aspirata mediante la realizzazione di un sistema di abbattimento con carboni attivi. Le emissioni aeriformi captate e trattate saranno convogliate in un nuovo punto di emissione (S43).

La tecnologia individuata dal gestore per il sistema di confinamento si basa sulla realizzazione di coperture fisse sui pozzetti e sulle prevasche e coperture di tipo flottante sulle vasche API.

Si richiede che il sistema di abbattimento delle VOC abbia un rendimento minimo dell'80%: l'efficienza di abbattimento dovrà essere determinata effettuando misure di VOC a monte e valle del sistema di abbattimento.

2. Programma LDAR

L'attività di monitoraggio proseguirà fino a copertura di tutti gli impianti della Raffineria con conclusione prevista per il 31.12.2012, dando seguito a quanto proposto dallo stesso Gestore.

A valle del completamento della prima fase di attività di monitoraggio di tutti gli impianti, saranno concordate con l'Ente di controllo, la frequenza, le modalità, e le metodiche per i successivi monitoraggi.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA la Raffineria presenterà un programma LDAR contenente l'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.

Il programma di Leak Detection and Repair sarà sviluppato secondo i protocolli EPA e/o EN 15446 su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flangie, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV, anche mediante l'utilizzo di tecnologia "videomaging" (IR). Il PMC dettaglia le modalità ed i tempi di misura e di intervento e di reporting.

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.

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.

9.2.4. Emissioni in aria: ulteriori prescrizioni e limiti

- a) I valori limite devono essere rispettati in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto e al di sotto del Minimo Tecnico per le CTE). Nel Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) sono riportate le modalità delle attività di controllo previste e sono inoltre specificati i tempi di avviamento e di arresto delle varie unità, nonché i valori di Minimo Tecnico per le CTE. I valori misurati sono riferiti a gas secchi e al tenore di ossigeno per essi previsto.
- b) Per i parametri non compresi in bolla, il gestore è tenuto al rispetto di quanto stabilito dalla Parte IV - Sezione 1 "Valori di emissione e prescrizioni relativi alle raffinerie" dell'Allegato I alla Parte Quinta del D. Lgs. 152/2006. In caso di misure discontinue, le emissioni convogliate si considerano conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.
- c) Monitoraggio in continuo delle emissioni (SME). In aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni dal camino E20, dalla caldaia B02 e dal turbogas/caldaia recupero TG01+B01, il Gestore deve:



- entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA:

1. completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18;
2. installare uno SME sul Camino E17 (Unità desolfurazione HF2 e Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2);

- entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA:

3. installare gli SME sui restanti camini rientranti nel calcolo della bolla (camini: E03, E08, E12, E14, E15, E16).

9.3. Gestione serbatoi e pipe-way

Entro sei mesi deve essere presentato all'AC un Piano Serbatoi e Pipe-way che consenta di raggiungere gli obiettivi sotto indicati:

1. serbatoi - doppio fondo: proseguire nel programma di installazione e completare gli interventi di dotazione di doppio fondo a tutti i serbatoi, come indicati nel paragrafo 5.2, entro la data di scadenza dell'AIA, con la cadenza di un numero minimo di 4 serbatoi all'anno;
2. serbatoi - dotazione di guaina sui tubi di sonda e guida: completamento degli interventi su tutti i serbatoi previsti entro la data di scadenza della presente AIA;
3. serbatoi con vernice termoriflettente: per tutti i serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.lgs 152 parte V - Titolo I - Allegato VII), il fattore di riflessione delle superfici esterne - mantello e tetto - all'energia solare, deve essere superiore o uguale al 70%. Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti;
4. bacini serbatoi: realizzazione all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio di una canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafile di prodotto;
5. pipe-way: esecuzione di uno studio per identificare gli accoppiamenti flangiati critici delle principali pipe-way di Raffineria (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio). Sulla base dei risultati dello studio applicazione di dispositivi di contenimento.

Nei report periodici che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA dovranno essere indicati (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) gli stati di avanzamento delle attività di cui sopra da cui emerga gli interventi completati e quelli da realizzare/completare.

In considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di raffineria, si propone di far obbligo di implementare 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'autorizzazione integrata ambientale, ogni semestre debba risultare:

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

Ai fini della predisposizione e aggiornamento del programma di controllo e verifica a rotazione, restano valide le verifiche e le misure effettuate precedentemente il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale secondo le regole di validità temporale indicate ai punti 1 e 2 precedenti.

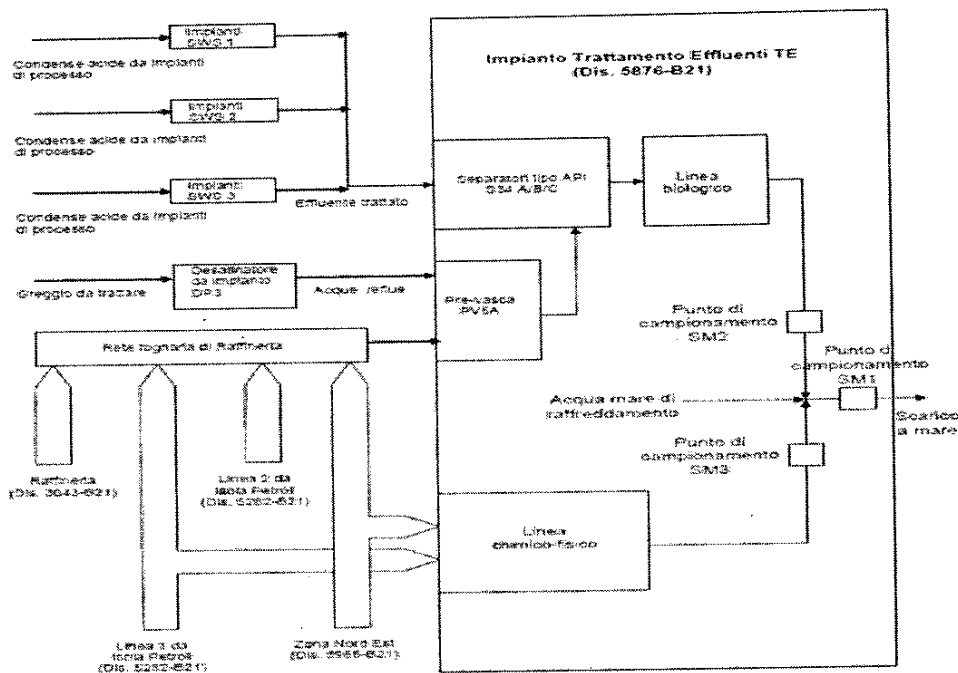


Il programma e il protocollo di ispezione dovrà essere trasmesso all'Autorità competente e all'Ente di controllo come indicato nel Piano di monitoraggio e controllo allegato all'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali.

9.4. Emissioni in acqua

I punti di scarico autorizzati sono i seguenti:

- SM1 – Scarico totale unificato (acqua di mare di raffreddamento, scarico da SM2 e scarico da SM3)
- SM2 – effluente della linea di trattamento biologico;
- SM3 – effluente della linea di trattamento chimico-fisico;



*Schema di flusso delle acque reflue all'impianto Trattamento Effluenti TE
 (NOTA TECNICA RETE FOGNARIA.PDF)*

La Raffineria è autorizzata allo scarico a mare SM1 nel canale V. Emanuele III, confluyente in laguna. Gli scarichi SM1, SM2 e SM3 debbono rispettare i limiti di Tabella A, Sezione 1, 2, 3 del D.M. 30/7/1999 e il limite di 80 mg/l per il COD.

I limiti allo scarico dovranno essere rispettati, al netto della concentrazione presente nelle acque di prelievo, secondo quanto riportato dal DM 30/7/1999.

Sono fatte salve le Prescrizioni della determinazione del Magistrato alle acque (Prot. 76 del 09/01/2008), che disciplina gli aspetti tecnici degli scarichi.

Quando il Progetto Integrato Fusina (PIF) sarà completato, la Raffineria dovrà convogliarvi i propri reflui liquidi pretrattati, nel rispetto del Regolamento di fognatura e come richiesto dal gestore del PIF.

Controlli acque reflue.

Si prescrive di far campionare (prelievo medio composito nell'arco di tre ore) ed analizzare ad un laboratorio accreditato per i parametri richiesti, le acque reflue oggetto della presente autorizzazione e le acque di derivazione nei seguenti punti di prelievo e con le frequenze sotto indicate:

| Punto di verifica | Frequenza | Parametri da analizzare |
|---|-------------|--|
| Opera di presa AL1 - Acqua mare di raffreddamento | Trimestrale | Tutti i parametri del D.M. 30/07/1999 Tabella A, |



| | | |
|---|--|--|
| Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1 | | Sezioni 1, 2 e 3, ad eccezione di: argento, berillio, selenio, tensioattivi anionici, tensioattivi non anionici, pesticidi organo fosforici, erbicidi ed assimilabili, solfuri, solfiti, cromo VI, clorito, bromato, tributilstagno, fenoli totali. Le metodologie analitiche per la determinazione dei parametri IPA, diossine e PCB sono stabilite dal PMC. |
| Pozzetto terminale dello scarico SM1 prima dello scarico in laguna | | |
| Pozzetto terminale dello scarico SM2 dell'impianto biologico prima della confluenza nella rete generale di scarico. | | |
| Pozzetto terminale dello scarico SM3 dell'impianto chimico-fisico prima della confluenza nella rete generale di scarico | | |

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto), per ottemperare alla normativa.

E' prescritto inoltre il monitoraggio in continuo (*):

| Punto di verifica | Parametri da analizzare |
|---|--|
| Opera di presa AL1 - Acqua mare di raffreddamento | Flusso |
| Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1 | Flusso |
| Pozzetto terminale dello scarico SM1 | Flusso |
| Pozzetto terminale dello scarico SM2 | Flusso, Temperatura, pH, conducibilità elettrica |
| Pozzetto terminale dello scarico SM3 | Flusso, Temperatura, pH, conducibilità elettrica |

(*) La Raffineria dovrà installare i misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica agli scarichi SM2 e SM3 entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.

La metodologia di misura dei flussi di acqua in entrata e uscita dalla Raffineria è stabilita dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

Con cadenza trimestrale, dovranno essere trasmessi anche al Magistrato alle Acque i risultati di tutti i controlli periodici e ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato. L'AC si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno, come prescritto nel piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m³/anno.

Ulteriori prescrizioni:

1. 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.
2. 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".



3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. Deve essere rispettato l'art. 3 del D.M. 30/7/1999 prevede che "A decorrere dal 31 dicembre 2000 è vietato l'utilizzo del cloro gas e dell'ipoclorito di sodio, sia per la disinfezione degli scarichi che come agente "antifouling" nei circuiti di raffreddamento".

9.5. Emissioni sonore e vibrazioni

Per quanto riguarda l'inquinamento acustico, lo scenario prescrittivo è il non superamento dei valori limite previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale.

Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore deve tempestivamente: darne comunicazione all'AC, a Ispra, Comune ed Arpa; trasmettere agli stessi un Piano di risanamento acustico ed un cronoprogramma delle misure di riduzione del rumore ambientale adeguate per il rientro nei limiti fissati; mettere in atto le misure di riduzione del rumore ambientale previste nel Piano.

Il gestore deve comunque effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza indicata nel Piano di Monitoraggio e controllo e, comunque, ogni qualvolta intervengano modifiche che possono influire significativamente sulle emissioni acustiche, ovvero una diversa classificazione acustica delle aree interessate.

Le campagne di misura del rumore dovranno essere effettuate con tutti gli impianti (raffineria e COGE) in funzione e a pieno regime.

9.6. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Il Gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo, fatto salvo ciò che è espressamente autorizzato in questa autorizzazione.

Le attività di controllo delle acque sotterranee si ritengono ottemperate con l'effettuazione da parte del Gestore delle attività di monitoraggio poste in essere nell'ambito degli impegni previsti per il sito SIN, ai sensi dell'ex D.M. 471/99 dal Progetto di bonifica della falda, approvato dal Ministero dell'Ambiente.

Le ulteriori modalità per l'esecuzione della procedura sono indicate nell'allegato Piano di Monitoraggio e di Controllo (PMC).

9.7. Rifiuti

Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti, al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico-fisiche. Il gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e successivamente ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione e/o di materie prime ed ausiliarie che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

L'elenco delle tipologie di rifiuti prodotti in raffineria è riportato nella Scheda B allegata alla domanda di AIA; trattasi principalmente di:

- fanghi da impianto di depurazione acque reflue;



- fondami da serbatoi/pulizia impianti;
- catalizzatori esausti;
- materiali provenienti da scavi e demolizioni;
- rottami ferrosi;
- batterie e oli esausti;
- rifiuti solidi assimilabili ad urbani: sono quelli normalmente prodotti dalla pulizia degli uffici, delle sale controllo e dalla mensa.

Il gestore intende avvalersi delle disposizioni sul **deposito temporaneo**, deve quindi attenersi alle prescrizioni derivanti dall'art 183 comma 1, lett. m del D. Lgs. 03/04/2006 n. 152. In particolare, si richiama che i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito.

I rifiuti andranno collocati nell'attuale area per il deposito temporaneo, suddivisa al suo interno in due zone:

- parco ecologico e
- parco rottami.

Le modalità di gestione in atto sono diversificate in funzione delle singole tipologie di rifiuti, come nel seguito indicato.

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.

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

Deposito temporaneo

Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute. In particolare:

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- i rifiuti depositati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 parti per milione (ppm), né policlorobifenile e policlorotrifenili in quantità superiore a 25 parti per milione (ppm);
- il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
- ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili in grado di proteggere idoneamente i rifiuti dagli agenti atmosferici;
- tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;



- le vasche utilizzate per lo stoccaggio dei fanghi devono possedere adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche del rifiuto, essere attrezzate con coperture ed essere provviste di sistemi in grado di evidenziare e contenere eventuali perdite;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
- i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;
- il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei, ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi). Sarà verificata anche la somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e non pericolosi per assicurare il rispetto delle quantità massime nelle due aree di stoccaggio. Dovranno altresì essere controllati il mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi e le etichettature.

Inoltre, il gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.

Variazioni dei depositi temporanei

Variazioni successive al rilascio della presente AIA che interessino i soli depositi temporanei possono essere esercitate anche senza aggiornamenti dell'AIA. In ogni caso il gestore ne darà tempestiva comunicazione al Ministero, all'Ente di controllo ed alla Provincia.



9.8. Stabilimento STAP

Lo Stabilimento è abilitato ad esercitare la sua attività per la produzione e confezionamento di oli lubrificanti e grassi.

Emissioni STAP in atmosfera. Sono autorizzate le emissioni di tipo convogliato (alla capacità produttiva):

| Camini | Unità asservite | Sistema di abbattimento | Limiti D. Lgs. 152/2006 (mg/Nm ³) | Valori attuali alla MCP | Limiti AIA |
|--------|--|---|--|--|--------------------------------|
| 01 | Produzione grassi | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori e impianto scrubber | Parte quinta Allegati alla parte quinta "Parte II - Valori di emissione "Punto 4. Composti organici sotto forma di gas, vapori o polveri". Soglia di rilevanza (espressa come flusso di massa) per l'applicazione dei limiti di concentrazione per emissione di COV >25 g/h. <i>(Nota: Non sono emessi inquinanti di cui al punto "1.1. Sostanze ritenute cancerogene e/o tossiche per la riproduzione e/o mutagene (tabella A1)"</i> | Polveri: 6 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 03 | Produzione del Grasso con sapone all'Alluminio Complesso | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: < 1 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 17 | Reparto Miscelazione Oli | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 18 | Reparto Miscelazione Oli | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 22 | Reparto Produzione Prodotti Speciali | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | " | Polveri: 2 g/h COV: < 25 g/h | Polveri: 10 g/h COV: 25 g/h |
| 23 | Centrale Termica (Olio Diatermico) | | Polveri: 150 mg/Nm ³ NOx (come NO ₂): 500 mg/Nm ³ (rif. 6% O ₂) SOx: il valore si considera rispettato se sono utilizzati combustibili con contenuto di S ≤ 1% (nel caso specifico è usato gasolio con S < 0,005%. | Polveri: 1 mg/Nm ³ NOx (come NO ₂): 262 mg/Nm ³ CO: 8 mg/Nm ³ (12,5% O ₂) | |
| 2 | Impianto di Emergenza | Impianto di lavaggio ad acqua fumi e vapori | | | |

La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio" e pertanto non è sottoposta ad autorizzazione. La CT STAP è alimentata a gasolio ed ha una potenza termica di 2,1 MW. **Nella Relazione annuale prescritta dal PMC il Gestore confermare il rispetto delle condizioni sopra previste e dovrà dichiarare le ore annue di funzionamento.**

Monitoraggio. Tutti i punti di emissione sopraelencati devono essere controllati annualmente.



Rifiuti. Per il deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno sono previste le seguenti aree (cfr. Addendum C STAP - C.11.2 Produzione di rifiuti alla capacità produttiva):

- area 17 raccolta rifiuti non pericolosi e pericolosi,
- area 17/A raccolta rifiuti infiammabili.

Si applicano le stesse prescrizioni previste per i rifiuti di Raffineria (Cap. 9.7) e come previsto dal D. Lgs. 152/2006.

10. PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI

Si raccomanda al gestore di mantenere attivo il sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 ed EMAS.

In caso di mancato rinnovo della certificazione, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'AC.

Qualora suddette certificazioni decadessero dopo essere trascorsi cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'AC e provvede a presentare domanda di rinnovo di AIA.

11. MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le indicazioni del Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e, se significativi dal punto di vista degli effetti ambientali, una valutazione della loro rilevanza.

Il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

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

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

Il Gestore nella documentazione integrativa, ha fornito alcune procedure ambientali relative alla gestione degli scarichi idrici ed emissioni in atmosfera. Dette norme di gestione si intendono prescrittive.



12. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il gestore non indica le modalità e le attività per il ripristino del sito alla cessazione dell'attività. Peraltro, l'area di stabilimento è inquinata da precedenti lavorazioni e assoggettata ad autodenuncia di sito inquinato con conseguente attivazione di procedure di caratterizzazione e bonifica.

In sede di rinnovo della richiesta di AIA, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto relativo alla dismissione dell'intero impianto a fine esercizio e ripristino dell'area.

Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate, in coerenza con quanto stabilito dal progetto definitivo di bonifica dei suoli che sarà approvato con decreto ministeriale.

13. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI LUOGHI

Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, **tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi** che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

14. BENEFICI AMBIENTALI

I benefici ambientali attesi riguardano soprattutto le emissioni in atmosfera SO₂, NO_x e polveri:

| | Riduzione prevista alla MCP | |
|-----------------|-----------------------------|-----|
| | (t/a) | (%) |
| SO ₂ | 1957 | 46% |
| NO _x | 246 | 15% |
| Polveri | 72 | 35% |

I valori in tabella si riferiscono alla nuova situazione autorizzativa a regime (a partire dal 2015), confrontata con il dato storico dell'anno 2005; i dati sono riferiti alla MCP (massima capacità produttiva).

L'adeguamento ai valori sopra riportati prevede una tappa intermedia.

Il punto di riferimento, che sarà raggiunto con l'AIA, è il 50° percentile dei valori europei dei fattori di emissione, secondo i dati di un Report del 2004 sulle Raffinerie europee per la Direzione Ambiente UE.

Importanti interventi sono previsti inoltre per la riduzione delle emissioni diffuse e fuggitive, in particolare dalle vasche di disoleazione.

Interventi rilevanti di prevenzione riguardano l'installazione del doppio fondo sui serbatoi, secondo un piano intenso, con prescrizione del completamento entro la scadenza dell'AIA. Questa operazione è iniziata nel 2004.

Interventi significativi di risanamento e di miglioramento del monitoraggio sono previsti in molti altri settori.

15. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico (MiSE) e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze (MEF), d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.



16. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

| Estremi atto amministrativo | Ente competente | Data rilascio / Data scadenza | Norme di riferimento | Oggetto |
|---|--|-------------------------------|----------------------|--|
| Emissioni in atmosfera: | | | | |
| Comunicazione inviata al Ministero dell'Industria il 26/06/89 | MICA | --- | DPR 203/88 | <ul style="list-style-type: none">- Emissioni atmosferiche convogliate- La domanda di autorizzazione alla continuazione delle emissioni ex. art. 12 D.P.R. 203/88 relativamente agli impianti esistenti, è stata presentata in data 26 giugno 1989.- Con lettera del 30 luglio 1990 la raffineria rinnovava e confermava il proprio impegno ad attivare il Progetto di adeguamento. A valle della emanazione delle Linee Guida (D.M. 12 luglio 1990) la Raffineria provvedeva ad inoltrare al Ministero dell'Ambiente il Progetto di adeguamento con dichiarazione di accompagnamento del 28 marzo 1991. La Raffineria presentava la relazione sullo stato di adeguamento alle emissioni finalizzata al rilascio dell'autorizzazione definitiva ex-artt. 12 e 17, D.P.R. 203/88.- La disciplina transitoria di cui agli artt. 12 e 13 del DPR 203/88, vigente e applicabile all'epoca, prevedeva che, in caso di omessa emanazione da parte dell'autorità competente del provvedimento autorizzatorio richiesto per gli impianti esistenti e "fatte salve le responsabilità delle autorità competenti", il gestore era tenuto a realizzare comunque il progetto di adeguamento e a rispettare il livello più elevato dei valori definito dal DM 12/7/1990. Tale previsione normativa presuppone la possibilità per il gestore di proseguire nella sua attività, in attesa dell'emanazione dell'autorizzazione richiesta. <p>Il Gestore dichiara di aver comunicato al MICA di avere realizzato quanto previsto dal progetto di adeguamento con lettera 10 luglio 1998, rispondendo ad una specifica richiesta del 27 febbraio 1998.</p> |
| Decreto MICA | MICA | 15/11/1991 / --- | | <ul style="list-style-type: none">- Installazione dell'attuale centrale di cogenerazione (COGE).- Su istanza presentata l'1 ottobre 1990 da parte di Agip Raffinazione S.p.A., il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, visti i pareri favorevoli dei Ministeri dell'Ambiente e della Sanità e sentita la Regione Veneto, autorizzava, ai sensi dell'art. 17 del D.P.R. 203/88 con Decreto 662134 de 15.9.1991 l'installazione e l'esercizio presso la Raffineria di Venezia di una centrale di cogenerazione per la produzione del calore ed energia elettrica, mediante impianti Turbogas da 25,75 MW e le relative emissioni in atmosfera. |
| Comunicazioni inviate alla Regione Veneto e al MICA | MICA | 30/07/1998 / --- | DPR 203/88 | <p><u>Reparto STAP:</u></p> <p>Domanda di Autorizzazione alle Emissioni di cui all'art. 12 del D.P.R. 24/05/1988 n. 203 e succ. D.P.C.M. 21/07/1989. Successivo Piano di Adeguamento ai sensi del D.P.R. 203/88, del D.P.C.M. 21/07/89 e del D.M. 12/07/90.</p> <p>Comunicazione in risposta al Prot. n. 204038 MICA relativo all'aggiornamento "PRATICA EMISSIONI IN ATMOSFERA (DPR 203/88).</p> <p>(La documentazione è indicata in "C6 Nuova relazione tecnica dei processi produttivi STAP.pdf")</p> |
| Scarichi idrici: | | | | |
| Autorizzazione n° 76/2008 | Ministero dei Lavori Pubblici - Magistrato alle Acque di Venezia | 09/01/2008 - | D.M. 30.07.1999 | <p>La Raffineria nei limiti di tab. A sez. 1, 2 e 3 del DM 30/07/99.</p> <p>L'Autorizzazione riguarda gli scarichi SM2, SM3 e SM1 e l'approvvigionamento idrico da più punti.</p> <p>In sede di Accordo di Programma per la Chimica a Porto Marghera la Raffineria ha sottoscritto l'impegno a conferire la totalità dei propri reflui (di provenienza SM2 ed SM3) all'impianto di</p> |



| | | | | |
|-----------------|-------|----|----|---|
| | (MAV) | | | depurazione di Fusina quando sia realizzato il progetto PIF (Progetto Integrato Fusina). L'autorizzazione del MAV è sostituita solo per la parte relativa agli scarichi SM2, SM3 e SM1. |
| Rifiuti: | | | | |
| -- | -- | -- | -- | Non sono presenti autorizzazioni per lo stoccaggio provvisorio dei rifiuti legate alle attività produttive dello Stabilimento. |

17. DURATA, RINNOVO E RIESAME

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

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

Rilevato che il gestore è certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001 ed EMAS, **l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 8 anni.**

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette.

In ogni caso il gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

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

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

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

18. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.



Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal gestore dell'impianto.

Il gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA il gestore deve avviare il PMC.

Il gestore nei 3 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

19. PIANI DA PRESENTARE ENTRO LA SCADENZA DELL'AIA

In sede di rinnovo della richiesta di AIA, o in caso di cessazione anticipata, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto relativo alla dismissione dell'intero impianto a fine esercizio e ripristino dell'area.

Il gestore deve presentare all'AC i seguenti documenti:

- entro sei mesi dal rilascio dell'AIA:

1. Piano Serbatoi e Pipe-way (Cfr. punto 9.3)
2. Programma di Leak Detection And Repair (LDAR) (Cfr. punto 9.2.3)
3. Piano per la riduzione emissioni di VOC dai serbatoi (Cfr. punto 9.3)

- entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA:

4. Studio finalizzato alla sostituzione dei bruciatori esistenti con bruciatori Low-NOx.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE
LOCALITÀ

ENI SPA
PORTO MARGHERA (VE)

REFERENTI ISPRA

Ing. Enrico Mazzocchi
Arch. Liana De Rosa

DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE

30 giugno 2010
49



INDICE

| | |
|--|----|
| PREMESSA..... | 4 |
| 1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME | 4 |
| 1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime | 4 |
| 1.2 Caratteristiche dei combustibili | 5 |
| 1.3 Consumi idrici | 6 |
| 1.4 Consumi energetici | 7 |
| 1.5 Bilancio dello zolfo | 7 |
| 2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA | 7 |
| 2.1 Emissioni convogliate..... | 7 |
| A) Camini con emissioni autorizzate rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio..... | 7 |
| B) Camini con emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio..... | 9 |
| 2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative..... | 11 |
| 2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE) | 13 |
| 2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore | 14 |
| Sistema torcia | 14 |
| 2.5 Metodi di misura..... | 15 |
| 2.6 Campionamento del gas (automatico o manuale)..... | 15 |
| 2.7 Metodi di analisi | 16 |
| 3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA..... | 17 |
| 3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni | 17 |
| 4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE..... | 19 |
| 5. MONITORAGGIO SERBATOI e pipe-way..... | 19 |
| 6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA..... | 20 |
| 7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI | 21 |
| 8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI | 22 |
| 9. MONITORAGGIO ODORI | 23 |
| 10. IMPIANTO STAP | 27 |
| 10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME..... | 27 |
| Consumi/Utilizzi di materie prime, prodotti e combustibili..... | 27 |
| Consumo di risorse idriche | 27 |
| 10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA | 28 |
| 10.3 MONITORAGGIO DELLE Emissioni in acqua | 28 |
| 10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE | 29 |
| 10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI | 29 |
| 10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI | 29 |
| 11. Metodi analitici chimici/predittivi/fisici | 29 |
| Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate | 29 |
| Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate..... | 30 |
| Metodi di analisi/misurazione del gas di raffineria (fuel gas) | 31 |
| Metodi di analisi elementare del BTZ | 31 |
| Metodo di valutazione dei fattori di emissione locali..... | 31 |
| Calcolo concentrazione SO ₂ | 31 |
| Determinazione fattore emissione NO _x e controllo del CO..... | 32 |



| | |
|---|----|
| Determinazione rendimento di desolfurazione..... | 33 |
| Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico..... | 33 |
| Metodi analisi acque reflue..... | 34 |
| Misure continue | 34 |
| Misure di laboratorio | 35 |
| Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee..... | 36 |
| Metodo di misura del rumore | 37 |
| 12. Attività di QA/QC..... | 38 |
| Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)..... | 38 |
| Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi | 38 |
| Analisi delle acque in laboratorio | 39 |
| Campionamenti..... | 39 |
| 13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO..... | 41 |
| Attività a carico del gestore | 41 |
| Attività a carico dell'Ente di Controllo | 41 |
| 14. Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo | 42 |
| Definizioni | 42 |
| Validazione dei dati | 43 |
| Indisponibilità dei dati di monitoraggio | 44 |
| Eventuali non conformità | 44 |
| Obbligo di comunicazione annuale | 44 |
| Dichiarazione di conformità all'AIA..... | 44 |
| Reporting in situazioni di emergenza | 45 |
| Reporting annuale RAFFINERIA | 46 |
| Gestione e presentazione dei dati | 48 |



PREMESSA

Il Gestore deve attuare il presente Piano di monitoraggio e controllo (PMC) quale parte fondamentale della autorizzazione integrata ambientale (AIA), rispettando frequenza, tipologia e modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del Gestore, essere valutate eventuali proposte di revisione del presente Piano di monitoraggio e controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario. I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DPR 547/55, DPR 303/56, DPR 164/56, DLgs 626/94 e successive modifiche).

Per quanto non specificato nel presente Piano di monitoraggio e controllo resta valido quanto indicato dal Gestore nel documento "Allegato E4 Rev. 1 - Piano di Monitoraggio e Controllo", 30 Giugno 2008 rev. 1.

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1 Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati almeno i consumi di greggio, semilavorati, idrogeno, additivi di blending, chemicals, metano, fuel gas e fuel oil secondo le modalità riportate nella seguente tabella 1. Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 1 Consumi di materie prime e combustibili:

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

Per le altre materie prime e ausiliarie dell'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.



In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO₂, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.

1.2 Caratteristiche dei combustibili

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

Metano

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia dei verbali di misura giornalieri relativi al gas naturale riportanti i quantitativi prelevati durante l'anno con le relative caratteristiche.

Fuel oil

Per l'olio combustibile (fuel oil) deve essere prodotta una scheda tecnica (prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

| Parametro | Unità di misura | Frequenza | Metodo di misura |
|------------------------|-------------------|-----------|---|
| Acqua e sedimenti | %v | mensile | UNI 20058* |
| Viscosità a 50°C | °E | mensile | UNI EN ISO 3104* |
| Potere calorifico inf. | kcal/kg | mensile | ASTM D 240 |
| Densità a 15°C | kg/m ³ | mensile | UNI EN ISO 3675/12185 |
| Punto di scorr. sup. | °C | mensile | ISOP 3016 |
| Asfaltini | %p | mensile | IP143 |
| Ceneri | %p | mensile | EN ISO 6245* |
| HFT | % | mensile | IP375 |
| PCB/PCT | mg/kg | mensile | EN 12766* |
| Residuo Carbonioso | %p | mensile | ISO 6615* |
| Nickel + Vanadio | mg/kg | mensile | UNI EN ISO 13131* |
| Sodio | mg/kg | mensile | UNI-EN ISO 13131 IP288 |
| Zolfo | %p | mensile | UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596* |

Gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella



seguinte. In particolare i metodi di misura indicati con l'asterisco (*) sono quelli previsti dall'Allegato X alla Parte V del D.Lgs.152/2006 e s.m.i.; tutti gli altri metodi senza asterisco sono indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.
Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

| Parametro | Unità di misura | Frequenza | Metodo di misura |
|------------------------|-------------------|-----------|---|
| Zolfo | %p | annuale | UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596* |
| Acqua e sedimenti | %v | annuale | UNI 20058* |
| Viscosità a 40°C | °E | annuale | UNI EN ISO 3104* |
| Potere calorifico inf. | kcal/kg | annuale | ASTM D 240 |
| Densità a 15°C | kg/m ³ | annuale | UNI EN ISO 3675/12185 |
| PCB/PCT | mg/kg | annuale | EN 12766* |
| Nickel + Vanadio | mg/kg | annuale | UNI EN ISO 13131* |

1.3 Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua mare, acqua demi, acqua potabile, acqua industriale, acqua da recupero, ecc.). Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e le fasi di utilizzo secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 2; deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 2 Consumi idrici:

| Tipologia di approvvigionamento | Metodo misura | Fase di utilizzo | Quantità utilizzata m ³ /mese | Frequenza autocontrollo | Modalità di registrazione dei controlli |
|---|-------------------------------------|------------------|--|-------------------------|---|
| Acqua mare | Contatore | | | Mensile | database in formato elettronico e registro d'impianto |
| Acque Superficiali (da acquedotto CUA1) | Contatore | | | | |
| Acqua potabile (da acquedotto VESTA) | Contatore/ Misuratore di portata | | | | |
| Acqua da impianto di depurazione | Contatore/ Misuratore di portata | | | | |



1.4 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 e quella ceduta a terzi secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella 3.

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

Tabella 3 Consumi di energia elettrica e termica:

| Descrizione | Metodo misura | Quantità MWh | Frequenza autocontrollo | Modalità di registrazione dei controlli |
|------------------------|---------------|--------------|-------------------------|---|
| Energia importata | Contatore | | Giornaliera | database in formato elettronico e registro d'impianto |
| Energia autoprod. | Contatore | | Giornaliera | |
| Energia ceduta a terzi | Contatore | | Giornaliera | |

1.5 Bilancio dello zolfo

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

2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

2.1 Emissioni convogliate

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenze stabilite nelle successive tabelle n°4, n°5 con un Report annuale.

A) Camini con emissioni autorizzate rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Emissioni continue (24 h/giorno):

- Camino E3 dall'Unità di distillazione primaria DP2 e dal riscaldatore hot-oil H-610;
- Camino E8;
- Camino E12, dall'Unità reforming catalitico RC3 B;
- Camino E14 dall'Unità reforming catalitico RC3 C;
- Camino E15 dall'Unità di isomerizzazione;
- Camino E16 dall'Unità desolforazione HF1;
- Camino E17 dall'Unità desolforazione HF2 e dall'Unità recupero zolfo RZ1 e RZ2;
- Camino E18 dal COGE e dall'Unità di distillazione primaria DP3;
- Camino E20 dall'Unità Visbreaking/Termal cracking.

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



Tabella 4 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini di raffineria che rientrano nel calcolo della bolla.

| Inquinante/ Parametro | Punto di emissione | Tipo di monitoraggio | Metodi e std riferimento |
|---|---|-------------------------|--|
| SO ₂ [mg/Nm ³] NO _x (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS [mg/Nm ³] Ossigeno Vapore acqueo (*) Temperatura Portata | E18 ¹ , E20, E17 ² | Continuo | NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale |
| SO ₂ [mg/Nm ³] NO _x (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS [mg/Nm ³] Ossigeno Vapore acqueo Temperatura Portata | E18 (**) E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17 ² (***) | Semestrale | NDIR Opacimetro Paramagnetico Termocoppia Pressione differenziale |
| H ₂ S ³ NH ₃ Benzene COV Efficienza rimozione | E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20 | Semestrale | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |
| CO ₂ | E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20 | Calcolato | EPA 3C/96 |
| Arsenico Cadmio Cloro COV Cromo VI Rame Fluoro Mercurio Nichel Piombo Selenio Zinco Vanadio PM ₁₀ IPA | E03, E08, E12, E14, E15, E16, E17, E18, E20 | Periodico (annuale) | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |

¹ In aggiunta ai sistemi esistenti di monitoraggio in continuo delle emissioni dalla caldaia B02 e dal turbogas/caldaia recupero TG01+B01(flussi che verranno convogliati in futuro al camino denominato **E18_COGE**), **entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18 (che verrà in futuro denominato **E18_DP3**).

² **Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA** il Gestore deve installare uno SME sul Camino E17

³ Per il camino E17 misure di H₂S e della Resa di conversione in ingresso ed in uscita da RZ1 e RZ2.



| | | | |
|--|------------|------------------------|--|
| CH ₄ [Ton] N ₂ O [Ton] SO _x [mg/Nm ³] CFC HCF PFC PCB | Camino E18 | Periodico (annuale) | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |
|--|------------|------------------------|--|

(*) *Il tenore di vapore acqueo potrà essere verificato mensilmente, se non misurato in continuo.*

(**) *Entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve completare la realizzazione del monitoraggio in continuo del contributo dell'unità DP3 alle emissioni del camino E18.*

(***) *Entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve installare gli SME sui restanti camini rientranti nel calcolo della bolla (camini: E03, E08, E12, E14, E15, E16).*

Flussi di massa

Con riferimento al § 9.2.1 del PIC, per la verifica della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione (bolla) il Gestore dovrà fornire i valori calcolati su base annuale dei flussi di massa della Raffineria riferiti agli effluenti SO₂, NO_x, Polveri e CO.

B) Camini con emissioni autorizzate non rientranti nel calcolo di bolla e relative prescrizioni di monitoraggio.

Sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue:

- Camino E21 da riscaldamento serbatoio bitume 601
- Camino E22 da riscaldamento serbatoio bitume 602
- Camino E23 da riscaldamento serbatoio bitume 603
- Camino E24 da riscaldamento serbatoio bitume 604
- Camino E25 da riscaldamento serbatoio bitume 605
- Camino E26 da riscaldamento serbatoio bitume 606
- Camino E27 da riscaldamento serbatoio bitume 607
- Camino E28 da riscaldamento serbatoio bitume 608
- Camino n° S 29 da URV caricamento benzine ZNE
- Camino n° S 31 da URV serbatoi bitume
- Camino n° S 30 da URV caricamento bitume
- Camino n° S 32 da RC3 – CCR
- Camino n° S 33 da RC3
- Camino n° S 35/1.../26 da Cappe laboratorio
- Camino n° S 37 da Cappe laboratorio DP2
- Camino n° S 38 da Cappe laboratorio SOIMOVSPED (Dogane)
- Camino n° S 36 da Cappe laboratorio SOI CARB
- Camino n° S39 da Torcia
- Camino n°S42 da URV caricamento benzine NAVI

Inoltre si ha la seguente emissione continua:

- Camino n°S43 da Copertura vasche API

**Tabella 5 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini di raffineria non rientranti nel calcolo di bolla.**

| Inquinante/ Parametro | Punto di emissione | Tipo di monitoraggio | Metodi e std riferimento |
|---|--|---------------------------------------|---|
| SO ₂ NO _x (come NO ₂) CO PTS Ossigeno Tempertaura Portata | E21, E22, E23, E24, E25, E26, E27, E28 | Periodico (semestrale) | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |
| Benzene COV Efficienza rimozione | Unità Recupero Vapori: S29, S30, S31, S32, S33, n° S35/1.../26, S37, S38, S36, S39, S42 | Periodico (semestrale) | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |
| Benzene COV | S43 ⁴ | Mensile/ (Semestrale) ⁵ | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate. |

Inoltre, durante la rigenerazione del catalizzatore dell'impianto di reforming catalitico si prescrive il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo.

Altre indicazioni:

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

⁴ Le misure di COV devono essere effettuate a monte e a valle del sistema di abbattimento del punto di emissione S43.

⁵ Nei primi sei mesi di funzionamento dovranno essere effettuate misure mensili per determinare l'efficienza (durante il quale non si applica il limite); successivamente ogni sei mesi (il rendimento minimo del sistema di abbattimento delle COV al camino S43 è dell'80%).



2.2 Valutazione emissioni fuggitive (LDAR) e prescrizioni relative

Il Gestore deve presentare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un programma scritto di LDAR ed un database che contengano:

- a) identificazione di tutte le valvole, flange, compressori e pompe che convogliano fluidi con tensione di vapore superiore a 13,0 millibar a 20 °C, sigla del componente rintracciabile sull'impianto, caratteristica della corrente intercettata (contenente cancerogeni / non contenente cancerogeni);
- b) costruzione di un database elettronico (il software utilizzato deve essere comunicato all'Ente di controllo) che sia compatibile con lo standard "Open Office - MS Access". Il database deve essere predisposto per essere interpellabile con query di verifica dei seguenti argomenti:
 - data di inserimento del componente nel programma LDAR,
 - date di inizio/fine della riparazione o data di "slittamento" della riparazione e motivo,
 - numero di monitoraggi realizzati nel trimestre,
 - numero di componenti monitorati al giorno da ogni tecnico coinvolto nel programma,
 - calcolo dei tempi tra due successivi monitoraggi su ogni componente,
 - numero di riparazioni fatte oltre i tempi consentiti,
 - qualunque altra informazione che il gestore ritiene utile per dimostrare la realizzazione del programma;
- c) procedure per includere nel programma nuovi componenti;
- d) standard costruttivi per nuovi componenti che potrebbero essere installati al fine di diminuire le perdite dagli elementi riconosciuti come "emettitori cronici";
- e) identificazione dei responsabili del programma LDAR e del personale impegnato nel monitoraggio;
- f) procedure che, in caso di lavori di sostituzioni/manutenzioni di impianti, integrano nel programma i nuovi componenti installati;
- g) la descrizione del programma di formazione del personale addetto al LDAR;
- h) l'impegno ad eseguire un corso di informazione per il personale non direttamente coinvolto nel programma ma che comunque opera sugli impianti;
- i) le procedure di QA/QC.

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

- il numero di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. indagate rispetto al totale di linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. presenti;
- la tipologia e le caratteristiche delle linee, apparecchiature, valvole, strumenti, connessioni, prese campione, stacchi flangiati, etc. oggetto di indagine;
- le apparecchiature utilizzate;
- i periodi nei quali sono state effettuate le indagini;
- le condizioni climatiche presenti;
- il rumore di fondo riscontrato;
- la percentuale di componenti fuori soglia rispetto al totale ispezionato considerando i tre range di rispetto: >10000 ppmv, 10000-1001 ppmv e 1000-0 ppmv;
- gli interventi effettuati di sostituzione, riparazione, manutenzione e le date di effettuazione.



Una perdita è definita ai fini del presente programma come la individuazione di una fuoriuscita con una concentrazione di VOC (espressa in ppm_{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. Un tale componente deve essere, secondo procedura, sostituito con un elemento costruttivamente di qualità superiore durante la prima fermata utile per manutenzione programmata dell'unità.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR deve essere eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati sia del monitoraggio sia dei tempi di riparazione sono anche essi indicati nella tabella 6.

Tabella 6 - Frequenze di monitoraggio, tempi di intervento e registrazioni da eseguire nel programma LDAR (dopo la prima fase di monitoraggio estensivo)

| Componenti | Frequenza del monitoraggio | Tempi di intervento | Annotazione su registri |
|---|---|--|--|
| Valvole/Flange | Trimestrale (semestrale dopo due periodi consecutivi di perdite inferiori al 2% ed annuale dopo 5 periodi di perdite inferiori al 2%). Annuale se intercettano correnti con sostanze non cancerogene. | La riparazione dovrà iniziare nei 5 giorni lavorativi successivi all'individuazione della perdita e concludersi in 15 giorni dall'inizio della riparazione. Nel caso di unità con fluidi contenenti alte concentrazioni di benzene l'intervento deve iniziare immediatamente dopo l'individuazione della perdita | Annotazione della data, dell'apparecchiatura e delle concentrazioni rilevate; annotazione delle date di inizio e fine intervento |
| Tenute delle pompe | Trimestrale | | |
| Tenute dei compressori | Annuale se intercettano "stream" con sostanze non cancerogene. | | |
| Valvole di sicurezza | Immediatamente | | |
| 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 |



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

2.3 Monitoraggio dei transitori della CTE (COGE)

Oltre a quanto già espressamente indicato nella tabella relativa alle emissioni dai camini della centrale termoelettrica, Il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio delle emissioni durante i transitori (avviamento, arresto, guasti) nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tale piano dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro 6 mesi dalla data di rilascio dell'AIA.

Tali informazioni dovranno essere inserite nel Rapporto annuale.

Per quanto sopra nel dettaglio, il Gestore deve compilare la tabella seguente.

Tabella 7: Prescrizioni sui Transitori

| Parametro | Limite / Prescrizione | Tipo di verifica | Monitoraggio/ registrazione dati |
|--|--|---|-------------------------------------|
| Numero e Tempo di avviamento a freddo | Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo | Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue | Registrazione su file dei risultati |
| Numero e Tempo di avviamento a tiepido | Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido | Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue | Registrazione su file dei risultati |
| Numero e Tempo di avviamento a caldo | Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo | Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue | Registrazione su file dei risultati |

La stima delle emissioni per ciascuna unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di



avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

2.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un Rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente Tabella 8.

Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

| Parametro | Limite/Prescrizione | Tipo di verifica | Monitoraggio/ registrazione dati |
|-----------------------------------|---|--|--|
| Alimentazione a gasolio | Utilizzo di gasolio | Misura continua del flusso | Annotazione, ad accensione, su file della quantità di combustibile impiegato |
| Tempo di utilizzo | Durata del tempo di esercizio | Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori | Annotazione su file dei tempi di esercizio |
| Emissioni di inquinanti rilevanti | Registrazione delle emissioni di SO _x , NO _x , CO e Polveri | Misura/stima annuale | Annotazione su file degli inquinanti rilevati |

Sistema torcia

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

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

A tal fine i dispositivi di misura devono avere: un largo intervallo di velocità misurabili, la simultanea misura della massa molecolare del gas e minime perdite di carico.



La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. **La soglia è stabilita in 1100 kg/h.** Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ($\cong 1$ 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 1100 kg/h sarà superiore a 10 volte il minimo dello strumento, favorendo quindi l'accuratezza della misura. Se il valore di "soglia" fosse superato ripetutamente potrebbe essere dovuto a perdite nelle valvole di sicurezza (la cosa dovrebbe essere corretta) o la "soglia" deve essere modificata.

Il Gestore deve operare l'installazione della strumentazione entro e non oltre 12 mesi dal rilascio dell'AIA. Il Gestore 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.

2.5 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 $\pm 20\%$.

2.6 Campionamento del gas (automatico o manuale)

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

1. il punto di campionamento del gas, sia esso realizzato manualmente sia strumentalmente, deve essere rappresentativo della reale composizione del gas;
2. il sistema di campionamento deve essere uno dei seguenti due proposti:
 - a. Campionamento manuale:
 - Se la velocità di flusso di massa in ogni intervallo di 15 minuti è superiore alla "soglia" di 1100 kg/h, un campione manuale deve essere preso ad intervalli di 15 minuti;
 - I campioni devono essere analizzati in accordo ai metodi specificati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi"..

**b. Campionamento automatico**

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

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

2.7 Metodi di analisi

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

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

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



3. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

3.1 Scarichi e prelievi idrici e relative prescrizioni

Per lo scarico finale SM1, per gli scarichi parziali SM2 e SM3 e per le opere di presa AL1 (acqua mare di raffreddamento) e AQ1 (acquedotto CUA1) viene fissata una frequenza degli autocontrolli trimestrale su tutti i parametri del DM 30/07/99 (Tabella A, Sezioni 1, 2 e 3, ad eccezione di: argento, berillio, selenio, tensioattivi anionici, tensioattivi non ionici, pesticidi organo fosforici, erbicidi e assimilabili, solfuri, solfiti, cromo VI, clorito, bromato, Tributilstagno, fenoli totali. I parametri IPA, diossine e PCB dovranno essere determinati mediante tecnica HRGC/HRMS). Sullo scarico finale SM1 è richiesto inoltre un monitoraggio come indicato in tabella 9. Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 9 - Monitoraggio dello scarico SM1

| Inquinante/ Parametro | Tipo di verifica/ frequenza | Tipo di campione |
|--|--|-----------------------------------|
| Flusso | Mediante calcolo indiretto | |
| Solidi sospesi totali | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| BOD ₅ | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| COD | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Cromo IV | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Cianuri totali (come CN) | Verifica settimanale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Solfuri | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Azoto ammoniacale (espresso come NH ₄) | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Azoto nitroso (come N) Azoto nitrico (come N) | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Oli e grassi | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Idrocarburi totali | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Fenoli | Verifica giornaliera con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Solventi organici aromatici (come BTEX) | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| MTBE / ETBE | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Azoto totale | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Vanadio | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Benzene | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Toluene | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| Xilene | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |
| AOX | Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio | Campione medio ponderale su 3 ore |



| | | |
|-----|--------------------|--|
| TOC | Misura Trimestrale | |
|-----|--------------------|--|

Il controllo dell'innalzamento termico indotto allo scarico lagunare dall'acqua mare di raffreddamento impianti è eseguito, con frequenza annuale (nel periodo luglio-agosto), per ottemperare alla normativa.

E' prescritto inoltre il monitoraggio in continuo (*):

| <i>Punto di verifica</i> | <i>Parametri da analizzare</i> |
|---|---|
| Opera di presa AL1 - Acqua mare di raffreddamento | Flusso |
| Opera di presa AQ1 acquedotto CUA1 | Flusso |
| Pozzetto terminale dello scarico SM1 | Flusso ⁶ |
| Pozzetto terminale dello scarico SM2 | Flusso ⁶ Temperatura, pH, conducibilità elettrica |
| Pozzetto terminale dello scarico SM3 | Flusso ⁶ Temperatura, pH, conducibilità elettrica |

(*). *La Raffineria dovrà installare i misuratori in continuo di temperatura, pH e conducibilità elettrica agli scarichi SM2 e SM3 entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA.*

Con cadenza trimestrale, dovrà essere trasmesso anche al Magistrato alle Acque quanto segue:

- a) i risultati di tutti i controlli periodici;
- b) ogni variazione riguardante, il ciclo produttivo, di depurazione delle acque, della rete di prelievo e scarico.

I rapporti di prova relativi ai risultati delle analisi dovranno riportare i valori analitici ottenuti nelle singole determinazioni accompagnati dall'incertezza di misura e dal limite di rilevabilità associati ad ogni metodo analitico applicato. L'AC si riserva comunque, di prelevare in qualsiasi momento campioni di reflui dei punti di controllo e sulle opere di presa previste.

Il rispetto dei valori limite non potrà in alcun caso essere conseguito mediante diluizione.

Qualora si dovessero verificare temporanee anomalie nel funzionamento degli impianti di depurazione o incidenti di lavorazione con spandimenti di sostanze inquinanti e/o pericolose nelle acque lagunari la Ditta intestataria della presente autorizzazione è tenuta a darne tempestiva comunicazione anche al Magistrato alle Acque.

La ditta intestataria della presente autorizzazione dovrà dichiarare all'Ente di controllo e al Magistrato alle Acque, nell'ambito del reporting annuale che deve essere trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno, come prescritto nel presente piano di Monitoraggio e Controllo, il quantitativo complessivo di reflui scaricati dagli scarichi oggetto della presente autorizzazione e dei consumi idrici (distinti in acqua lagunare, acqua industriale, acqua potabile, acqua per prove antincendio) espresso in m³/anno.

Altre indicazioni relative al monitoraggio delle emissioni in acqua:

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

⁶ I flusso ai punti di scarico SM1, SM2, SM3 verranno misurati mediante monitoraggio indiretto



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

4. MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Il monitoraggio delle acque sotterranee è già posto in essere dal Gestore nell'ambito degli interventi derivanti dagli adempimenti di legge ex DM 471/99. Le indicazioni relative al monitoraggio delle acque sotterranee sono indicati nel Piano di monitoraggio e controllo proposto dal Gestore rispetto al quale non vengono poste indicazioni diverse.

In 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.

5. MONITORAGGIO SERBATOI E PIPE-WAY

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

- sono già dotati di doppio fondo e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;
- sono già dotati di guaina sui tubi di sonda e guida e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri.
- sono dotati di vernice termo riflettente e dei serbatoi di stoccaggio di benzina finita per i quali è prevista l'applicazione della vernice termoriflettente (D.Lgs 152 parte V – Titolo I – Allegato VII); Deve essere previsto un programma di manutenzione al fine di assicurare un valore di riflessione non inferiore al 45%. Il programma delle manutenzioni deve essere conservato dal responsabile del terminale e reso disponibile a richiesta delle amministrazioni competenti.
- all'interno dei bacini di contenimento, sono già dotati della canaletta perimetrale di raccolta e convogliamento di eventuali trafilamenti di prodotto e dei serbatoi che ne saranno oggetto di installazione nei successivi 2 semestri;

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

Sempre in sede di reporting periodico, devono inoltre essere indicate in elenco e in planimetria (e *pipe-way* con accoppiamenti flangiati critici (in relazione alla tipologia di flusso e alle condizioni di esercizio) e i dispositivi di contenimento adottati e quelli che dovranno essere adottati nei successivi 2 semestri.

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

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici di impianto e del deposito nazionale. Suddetto piano deve prevedere che in ogni semestre sia stata effettuata:

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



- un monitoraggio mediante emissioni acustiche e/o altra tecnologia equivalente dell'attività di corrosione del fondo di ogni singolo serbatoio che non sia datata più delle possibilità di ulteriore esercizio risultante dal monitoraggio e comunque che non sia datata più di cinque anni.

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

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

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

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

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

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

6. MONITORAGGIO FOGNATURA OLEOSA

Il gestore, al fine di mantenere sotto controllo la rete di convogliamento delle acque oleose di raffineria deve presentare un piano di verifica pluriennale dei tratti di fognatura "oleosa". A tal fine il Gestore presenterà all'Autorità competente e all'Ente di controllo entro 180 giorni dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo un piano di ispezione della rete fognaria che deve svilupparsi nel corso dei sei anni di validità del presente piano di monitoraggio e controllo.

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

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

Nel caso di necessità di intervento il Gestore deve attuare i necessari lavori di ripristino delle tubazioni nel più breve tempo tecnicamente possibile. Il Gestore deve realizzare un data base elettronico con indicati i tratti di fognatura da collaudare, la data di collaudo presunta, le date di inizio e fine della prova di collaudo, l'indicazione del nome della Ditta o il nominativo del personale interno incaricato della prova ed il relativo esito, le date di inizio e fine della ispezione televisiva (eventuale) ed il relativo esito, i lavori nell'evenienza realizzati e/o pianificati (in quest'ultimo caso con le date presunte di inizio e fine dei lavori) di ripristino funzionale del tratto di fognatura. Il database deve essere conservato dal Gestore per il periodo di validità del presente piano di monitoraggio e controllo ed aggiornato con una cadenza temporale minima di sei mesi, anche al fine di dimostrare all'Ente di controllo la realizzazione del piano di ispezione.



7. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della raffineria nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

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.

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

Tabella 10 - Metodi di valutazione emissioni sonore

| Parametro | Tipo di determinazione | UM | Metodi e standard di riferimento/riferimento legislativo | Punti di monitoraggio | Frequenza | Controllo ente preposto |
|-----------------------|----------------------------|-------|--|--|---|-----------------------------|
| Livello di emissione | | | 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 | Misure dirette discontinue | dB(A) | Stima | | | |



8. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni mese lo stato di giacenza dei depositi temporanei ai fini della verifica del rispetto del criterio temporaneo (periodo massimo di stoccaggio: 3 mesi), sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi secondo le modalità indicate in tabella 11. Devono altresì essere controllate le etichettature.

Tabella 11: monitoraggio depositi dei rifiuti

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

Inoltre, il gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente (reporting annuale).

I rifiuti prodotti in aggiunta a quelli indicati dal gestore nella domanda di AIA devono essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel reporting annuale.

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

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

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



9. MONITORAGGIO ODORI

Il Gestore deve organizzare un sistema di audit interno volto alla individuazione, in particolare durante i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre, di sorgente di emissione di sostanze odorigene all'interno della raffineria. Un rapporto in cui siano indicate le sorgenti individuate di sostanze odorigene e le contromisure implementate per il contenimento degli odori deve essere trasmesso annualmente all'Ente di controllo. Il Gestore per l'espletamento dell'audit può utilizzare un protocollo di monitoraggio sviluppato internamente e inserito all'interno del sistema di gestione ambientale. Si raccomanda di seguire, per quanto possibile, il protocollo qui suggerito e derivato dalla VDI 3940 "Determination of odorants in ambient air by field inspection".

Protocollo Odore "sniff-testing"

Questo protocollo è suggerito come metodo "interno" per la determinazione degli odori per assicurare, pur con un approccio semplificato alla problematica, coerenza tecnica alla valutazione. Questa procedura è un test rapido di valutazione soggettiva istantanea della presenza, intensità e caratteristiche dell'odore rilevabile sia internamente all'installazione industriale, sia ai confini, sia in zone circostanti l'impianto.

La valutazione è finalizzata a:

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

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

Condizioni generali

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

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



- La salute e la sicurezza delle persone coinvolte deve essere sempre garantita. Serbatoi o container di cui non si conosce il contenuto o il cui contenuto può essere pericoloso perché possono rilasciare sostanze tossiche per inalazione non dovrebbero mai essere sottoposti a valutazione. In tutti i casi dubbi si deve valutare la scheda tecnica di sicurezza delle sostanze di cui si sospetta la presenza.

Punto di valutazione

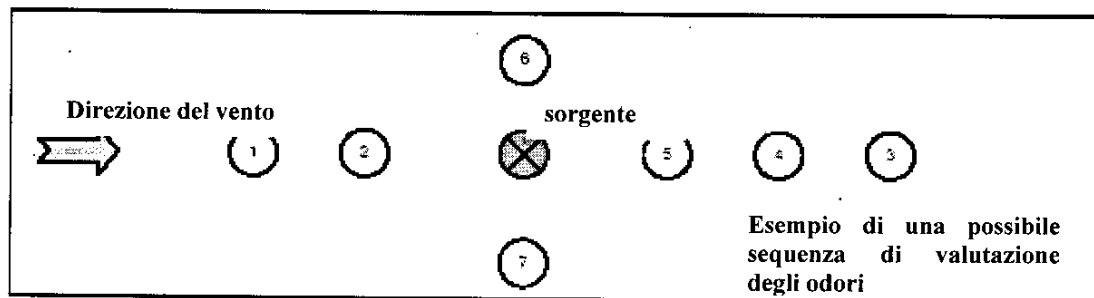
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare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

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

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

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

Fig. 1 esempio di selezione dei punti di analisi



Dati da valutare e registrare

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

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

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

Le categorie di intensità sono:

- odore non percepibile



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

Le categorie di estensione e persistenza sono:

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

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

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

Fastidio

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

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

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

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



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

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

- potenzialmente fastidioso
- moderatamente fastidioso
- molto fastidioso.

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

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

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

Scala di Beaufort

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



10. IMPIANTO STAP

10.1 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime, prodotti e combustibili

Devono essere registrati almeno i consumi di gasolio, oli base, glicole, additivi, grassi, oli e anticongelanti secondo le modalità riportate nella seguente tabella 12.
Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 12 Consumi di materie prime e combustibili:

| Tipologia | Metodo misura | UM | Frequenza autocontrollo | Modalità di registrazione dei controlli |
|----------------------|--|------|-------------------------|---|
| Gasolio | Volume serbatoi e calcolo della massa | Tonn | Giornaliera | database in formato elettronico e registro d'impianto |
| Oli base | Volume serbatoi e calcolo della massa | Tonn | Giornaliera | |
| Glicole | Volume serbatoi e calcolo della massa | Tonn | Giornaliera | |
| Additivi | Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino | Tonn | Giornaliera | |
| Grassi | Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino | Tonn | Giornaliera | |
| Oli e anticongelanti | Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino | Tonn | Giornaliera | |

Consumo di risorse idriche

Il prelievo di acqua dall'acquedotto comunale VESTA, deve essere tenuto sotto controllo.
Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso igienico/sanitario); deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 13 Consumi idrici:

| Tipologia di approvvigionamento | Metodo misura | Fase di utilizzo | Quantità utilizzata m ³ /mese | Frequenza autocontrollo | Modalità di registrazione dei controlli |
|---------------------------------|---------------|------------------|--|-------------------------|---|
| Acqua da acquedotto VESTA | Contatore | | | Mensile | database in formato elettronico e registro d'impianto |



10.2 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA

Emissioni convogliate e diffuse

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione indicati di seguito con la frequenza stabilite nella successiva tabella n°14 con un Report annuale.

Nell'impianto STAP sono presenti le seguenti sorgenti di emissioni discontinue (che non concorrono al calcolo della bolla di raffineria):

- Camino 1 da produzione grassi
- Camino 2 da impianto di emergenza
- Camino 3 da produzione del grasso con sapone all'alluminio complesso
- Camino 17 da reparto miscelazione oli
- Camino 18 da reparto miscelazione oli
- Camino 22 da reparto produzione prodotti speciali
- Camino 23 da Centrale Termica

Tabella 14 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini dell'impianto STAP non rientranti nel calcolo di bolla.

| Inquinante/ Parametro | Limiti/ Prescrizioni | Punto di emissione | Tipo di monitoraggio | Metodi e std riferimento |
|--|-------------------------------------|--------------------|-------------------------|---|
| SO ₂ [mg/Nm ³] NO _x (come NO ₂) [mg/Nm ³] CO [mg/Nm ³] PTS | - | 23 ⁷ | Annuale | NDIR Opacimetro Paramagnetico |
| CO ₂ | | | Calcolato | EPA 3C/96 |
| PTS [mg/Nm ³] | Limite come da autorizzazione | 3,1,22,17,18,2 | Annuale | Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate |
| COV | Limite come da autorizzazione | 3, 1, 22, 17, 18,2 | | |

Tutti i punti di emissione sopraelencati devono essere controllati annualmente.

10.3 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Le acque circolanti nella rete fognaria STAP sono assimilabili a quelle normalmente circolanti nella rete fognaria della raffineria, previo passaggio in una serie di vasche di decantazione interne al sito

⁷ La Centrale termica rientra nella categoria di attività di cui all'art. 269, comma 14, lettera h) del D.Lgs. 152/06 "impianti di combustione connessi alle attività di stoccaggio dei prodotti petroliferi funzionanti per meno di 2200 ore annue, di potenza termica nominale inferiore a 5 MW se alimentati a metano o GPL ed inferiore a 2,5 MW se alimentati a gasolio" e pertanto non è sottoposta ad autorizzazione. La CT STAP è alimentata a gasolio ed ha una potenza termica di 2,1 MW. **Nella Relazione annuale prescritta dal presente PMC il Gestore dovrà confermare il rispetto delle condizioni sopra previste e dovrà dichiarare le ore annue di funzionamento.**



STAP. Pertanto fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio di emissioni in acqua della raffineria.

10.4 MONITORAGGIO ACQUE SOTTERRANEE

Fare riferimento a quanto riportato all'equivalente paragrafo della raffineria.

10.5 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

L'impianto STAP ricade all'interno del perimetro del Comune di Venezia ed in base alla zonizzazione acustica risulta localizzato su di un'area di classe acustica VI.

Pertanto si può fare riferimento a quanto richiesto nel precedente paragrafo sul monitoraggio dei livelli sonori della raffineria

10.6 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Per il monitoraggio dei rifiuti dello STAP si può fare riferimento a quanto riportato nell'equivalente paragrafo della raffineria.

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.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa. Inoltre, debbono essere normalizzati al 15 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 15 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

Tabella 15 - Metodi di analisi in continuo

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



| | | |
|--|----------------|--|
| | Ossigeno | UNI EN 14789, ISO 12039 |
| | Flusso | ISO 14164 |
| | Vapore d'acqua | Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui. |

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

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

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

Norma UNI EN 13284-1:2003 - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 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 SO₂.

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 14385:2004 per metalli V in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 13649 per l'analisi dei VOC

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

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

Norma US EPA method 15 per la determinazione di composti ridotti dello zolfo (CS₂, COS, e H₂S) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.

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



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.

Metodi di analisi elementare del BTZ

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

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

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.

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:

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



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.

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

$$C_{\text{SO}_2} = (\Phi_{\text{SO}_2} / Q_{\text{gas combustibili}}) * 1000000$$

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

Determinazione fattore emissione NO_x e controllo del CO

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

La metodologia si compone dei seguenti passi logici:

- 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.

Determinazione rendimento di desolfurazione

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

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

Le grandezze in questione sono misurate con metodi strumentali continui (qualora non ancora operativi da predisporre entro 18 mesi) e il rendimento η è calcolato come media giornaliera dei valori medi orari dei kg di zolfo entranti ed uscenti dall'unità.

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

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

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

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

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

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

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

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

Il rendimento è calcolato dalla formula:

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

Efficienza di abbattimento del sistema di contenimento vapori alle pensiline di carico

In considerazione del fatto che l'efficienza di recupero è funzione della massa è necessario determinare anche il flusso in un punto, in ingresso o in uscita, dal dispositivo. Ciò è dovuto al fatto che il sistema di assorbimento è nei fatti un sistema batch in cui la capacità di assorbimento decresce nel tempo con la saturazione del materiale assorbente (l'efficienza viene ristabilita dalla rigenerazione/sostituzione). Inoltre, in condizioni di bassa concentrazione dei VOC in ingresso la concentrazione in uscita sarà difficilmente tale da raggiungere il livello medio di rimozione. Quindi l'efficienza di rimozione deve essere necessariamente mediata su un intervallo di tempo adeguato. Se il flusso di effluente da trattare dall'assorbitore varia in modo significativo durante le fasi di



carico, l'efficienza valutata solo sulle concentrazioni sarebbe soggetta a errore sistematico. L'efficienza di abbattimento deve essere determinata valutando i flussi di massa in ingresso ed uscita mediati su un intervallo di tempo pari a un'ora.

Per dimostrare la conformità con le prescrizioni di autorizzazione il gestore deve valutare l'efficienza del dispositivo di abbattimento e la concentrazione di uscita.

Nel caso di efficienza di abbattimento che subisca una escursione significativa (cioè tale da portare costantemente alla misura di un valore di efficienza al disotto del livello minimo del 95%) il gestore deve sottoporre a riattivazione/sostituzione il carbone attivo. Il gestore deve, comunque, sottoporre a ispezione visiva il dispositivo di assorbimento dei vapori con la cadenza di una volta all'anno.

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

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

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

Metodi analisi acque reflue

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

Misure continue

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

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

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

Tabella 16 - Metodi di analisi in continuo delle acque reflue

| Scarico | Inquinante/parametro | Metodo |
|---------|----------------------|--|
| 001 | pH | ASTM D6569-05 - Standard method for on-line measurement of pH |
| | Flusso | ASTM D 5389-93 (2002) - Standard test method for open-channel flow measurement |



| | | |
|--|-------------|---|
| | | by acoustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method. |
| | Temperatura | Devono essere rispettate le caratteristiche indicate in Tabella |

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 17 - Metodi di analisi delle acque reflue

| Inquinante | Metodo | Principio del metodo |
|---------------------------------|---|--|
| 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. |
| Oli e Grassi | US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A | Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi. |
| Solidi sospesi totali | US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B | Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C. |
| Cromo totale | US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1 | Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite. |
| Cromo VI | US EPA Method 7196, Metodo APAT-IRSA 3150 C1 | Il metodo usa difenilcarboidrazide per formare un complesso colorato con il Cr (VI) che è misurato spettrofotometricamente a 520 nm. |
| Ammoniaca (espressa come azoto) | US EPA Method 350.2, S.M. 4500 - NH 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. |
| 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 pH>9. |
| BTEX | US EPA Method 602 | Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2. |



| | | |
|----------------|--|---|
| Cianuri totali | US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070 | Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm. |
| pH | US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060 | Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B. |
| Temperatura | US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100 | |

Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee**Tabella 18 - 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. |
| 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. |
| MTBE | US EPA Method 602 | Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2. |
| Solfuri | US EPA Method 376.1; Metodo APAT-IRSA 4160 | Metodo per titolazione iodometrica dopo stabilizzazione del campione con acetato di zinco a pH>9. |
| BTEX | US EPA Method 602 | Metodo gascromatografico spazio di testa e determinazione con rivelatore PID. Si consiglia |



| | | |
|--------------------|--|--|
| | | di prelevare 2-3 campioni in vials e condizionarli con HCl pH<2. |
| Cianuri totali | US EPA Method 335.2, S.M. 4500 - CN C; Metodo APAT-IRSA 4070 | Distillazione con cloruro di magnesio e determinazione spettrofotometrica a 620 nm. |
| pH | US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060 | Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. La sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B o Metodo APAT-IRSA 2100. |
| Temperatura | US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100 | La misura deve essere eseguita nel piezometro |
| Idrocarburi Totali | US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2 | Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm^{-1} è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento. |

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. ATTIVITÀ 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.

Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

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

Tabella 19 - 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 % |

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.

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle 20, 21 e 22 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

Tabella 20 - 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 21 - 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 22 - 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.

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.



13. RESPONSABILITA' NELL'ESECUZIONE DEL PIANO

Attività a carico del gestore

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

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

Attività a carico dell'Ente di Controllo

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

| Tipologia di intervento | Frequenza | Componente ambientale interessata e numero di interventi | Totale interventi nel periodo di validità del piano |
|---|-----------|--|---|
| Monitoraggio adeguamenti | Biennale | Verifica di avanzamento piano adeguamento impianto | 4 |
| Visita di controllo in esercizio | Biennale | Tutte | 4 |
| Verifica Audit energetico | Biennale | Uso efficiente dell'energia | 4 |
| Verifica Misure di rumore | Biennale | Misure di rumore al perimetro e/o presso i ricettori | 4 |
| 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 | 8 |
| 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 | 8 |
| 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 | 8 |
| 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 | 8 |



14. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni 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.

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.



Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

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.

Obbligo di comunicazione annuale

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

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.



Reporting in situazioni di emergenza

La società deve effettuare il reporting nelle ventiquattro ore successive alla prima notifica⁸ 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 secondo⁹ rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

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

⁸ 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

⁹ Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



Reporting annuale RAFFINERIA

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

Emissioni per l'intero impianto: ARIA

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

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

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

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

Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre

Immissioni dovute per l'intero impianto: ARIA

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

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

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

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

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

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

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

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

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

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



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), **fuel oil** (kg/ton) ed **energia elettrica** (kwh/ton)

Caldai

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 SO₂, NO_x, CO, polveri, Ni e V (per gli inquinanti Ni e V utilizzare la notazione scientifica 10^x)

Emissione specifica annuale per Gj di energia utilizzata di SO₂, NO_x, CO, Ni, V e polveri (in g/Gj)

Torce

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



Emissioni: ARIA

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

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

Flussi di materiali misurati giornalmente (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)

Unità recupero zolfo

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

Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno

Rendimento medio mensile di desolforazione

Produzione specifica di zolfo

Grammi di zolfo^b prodotto per tonnellata di petrolio, valutati su base mensile

Emissioni: RIFIUTI

Tonnellate di zolfo fuori specifica prodotte per semestre

Centrale Termoelettrica (COGE)

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 normale funzionamento;

N° di avvii e spegnimenti anno differenziando per tipologia (caldo/tiepido/freddo);

Durata (numero di ore) dei transitori per tipologia (caldo/tiepido/freddo)

Valore del Minimo Tecnico;

Gestione e presentazione dei dati

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

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

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



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

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.