



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

XX

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

U. prot DVA - DEC - 2010 - 0000368 del 06/07/2010

**Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della Raffineria della società Tamoil Raffinazione S.p.A. sita nel comune di Cremona**

**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 di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali Uprot. DSA-DEC-2008-0000895, del 17 settembre 2008, relativo al progetto di adeguamento degli impianti della Raffineria alla qualità dei combustibili per autotrazione - progetto Autoil 2;

**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 delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di grandi impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

**VISTA** l'istanza presentata in data 30 giugno 2006 dalla società Tamoil Raffinazione 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 Cremona (CR);

**VISTA** la nota DSA-2006-0033887 del 29 dicembre 2006 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 richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0018820 dell' 8 agosto 2008;

**VISTA** la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 7 agosto 2008, Prot. n. EG/bf-109, e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0024771 del 9 agosto 2008;

**VISTA** la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota del 13 ottobre 2008, Prot. n. EG/bf-133, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio il 21 ottobre 2008, al n. DSA-2008-0029843;

**VISTA** l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, trasmessa dal Gestore con nota del 19 maggio 2009, Prot. n. LT/bf-084, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19 maggio 2009, al n. DSA-2009-0013312;



**VISTA** la nota del 25 gennaio 2007, prot. LA/lf-04/07, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 1 febbraio 2007, al n. DSA-2007-0003135, 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;

**VISTA** la nota DSA-2007-0008688 del 22 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

**PRESO ATTO** che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Sole 24 ore" in data 12 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

**VISTA** la nota DSA-2008-0027472 del 1° ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

**VISTA** la nota del 29 ottobre 2008, prot. LT/bf-141, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 6 novembre 2008, al n. DSA-2008-0031818, 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** la nota CIPPC-00-2008-000246 del 20 marzo 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-00-2009-0000680 del 27 marzo 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

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

**VISTA** la nota prot. n. 5576 del 26 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 7 aprile 2010, al n. DVA-2010-0009068, con cui il Dipartimento dei vigili del fuoco - Direzione Regionale Lombardia ha trasmesso le determinazioni del Comitato Tecnico Regionale derivanti dall'istruttoria relativa all'esame del Rapporto di sicurezza svolta ai sensi dell'art. 21 del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i.;

**VISTE** le note prot. n. DSA-2009-0008135 del 31 marzo 2009, con cui la Direzione generale ha trasmesso al Gestore e al Comitato Tecnico Regionale per la Lombardia il rapporto conclusivo del 28 ottobre 2008 della verifica ispettiva disposta con decreto n. DSA/DEC/2008/490 del 16 giugno 2008 ai sensi dell'art. 25 del citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 e s.m.i., e prot. n. 0021944 del 9 novembre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 novembre 2008, al n. exDSA-2009-0031093, con cui il Comitato Tecnico Regionale per la Lombardia ha comunicato l'acquisizione del suddetto rapporto conclusivo;

**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-00-2009-00002026 del 25 ottobre 2009 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 TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A. ubicata nel Comune di Cremona (CR), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

**VISTA** la nota del 27 ottobre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 29 ottobre 2009, al n. exDSA-2009-0028960, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2008-00002026 del 25 ottobre 2009;

**VISTO** il verbale conclusivo della seduta del 29 ottobre 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato



decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. exDSA-2009-0029412 dell'11 novembre 2009;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2009-0002634 del 21 dicembre 2009 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 29 ottobre 2009;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2010-000427 del 5 marzo 2010 con la quale, a seguito di ulteriori approfondimenti, il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso un nuovo parere istruttorio conclusivo comprensivo del piano di monitoraggio e controllo;

**CONSIDERATO** che le modifiche apportate al parere conclusivo di cui al punto precedente sono risultate sostanziali e che pertanto si è reso necessario procedere alla convocazione di una nuova apposita Conferenza di Servizi;

**VISTA** la nota del 25 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 marzo 2010, al n. DVA-2010-008556, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-000427 del 5 marzo 2010;

**VISTO** il verbale conclusivo della seduta del 31 marzo 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0008671 del 31 marzo 2010;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2010-000738 del 16 aprile 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 31 marzo 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);



MP

**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 Cremona non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

**FATTO SALVO** il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale;

### DECRETA

la società TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A., identificata dal codice fiscale 01029270194, con sede legale in Piazzale Caduti del Lavoro n. 30 – 26100 Cremona (CR) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della Raffineria ubicata nel Comune di Cremona (CR), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso 16 aprile 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0000738 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 30 giugno 2006 dalla società dalla società Tamoil Raffinazione S.p.A ed integrata il 13 ottobre 2008 e il 19 maggio 2009 (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 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, il progetto per l'adeguamento alle migliori tecniche disponibili della centrale termoelettrica, di cui al Capitolo 9, paragrafo 9.3.1 "Emissioni convogliate", pag. 52 del parere istruttorio.  
Il suddetto progetto dovrà essere realizzato entro 24 mesi dalla medesima data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente, 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, lo studio di fattibilità per il riutilizzo delle acque reflue di cui al Capitolo 9, paragrafo 9. 4 "Emissioni in acqua", pag. 56 del parere istruttorio.
5. All'atto della presentazione del documento di cui ai commi 3 e 4 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 prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiscono parte integrante del presente provvedimento.



lop

**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.

**Art. 4****MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO**

3. 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.  
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.
4. 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.
5. Si prevede, ai sensi dell'art. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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.
6. 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.

7. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, comma 5, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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.
8. Si prescrive, ai sensi dell'art. 11, commi 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, ne informi tempestivamente l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale il quale, effettuati i dovuti controlli con oneri a carico del Gestore, ne riferirà all'Autorità Competente, proponendo eventuali azioni da intraprendere.
9. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 9, comma 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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. 9, comma 4 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicazione di ogni variazione di utilizzo di materie prime, di modalità di gestione, di modalità di controllo, prima della loro attuazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

**Art. 6**  
**TARIFFE**

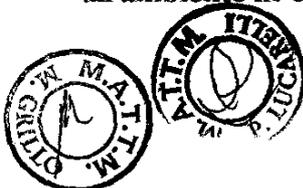
1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto del 24 aprile 2008.

**Art. 7**  
**AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14 del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce tutte le autorizzazioni, pareri, visti, nulla osta in materia ambientale, fatte salve le disposizioni che riguardano le emissioni di gas serra.
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**

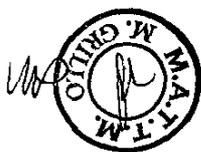
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 11, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del 24 aprile 2008, l'originale della 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 Lombardia, alla Provincia di Cremona, al Comune di Cremona e all'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

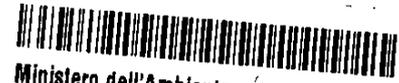
Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Stefania Prestigiacomo





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 - 0011368 del 03/05/2010

CIPPC-00-2010-0000738  
del 16/04/2010

Pratica N. ....  
Prof. Mittente: .....

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

**OGGETTO:** Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA  
presentata da TAMOIL Raffinazione SpA - Raffineria di Cremona.

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 trasmettono il  
Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito della  
Conferenza di Servizi tenutasi in data 31/03/2010.

Il Presidente Commissione IPPC  
Ing. Dario Tigali

*Dario Tigali*





**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere - Raffineria – TAMOIL SPA  
Cremona**

**PARERE ISTRUTTORIO  
PER LA RAFFINERIA TAMOIL  
SITA IN CREMONA**

**GRUPPO ISTRUTTORE**

Referente Ing. Rocco Simone  
Dott. Marco Mazzoni  
Cons. Umberto Realfonzo

A handwritten signature or mark, possibly a stylized 'R' or 'S', located in the bottom right corner of the page.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

<b>1. DEFINIZIONI</b>	<b>4</b>
<b>2. INTRODUZIONE</b>	<b>6</b>
2.1. ATTI PRESUPPOSTI	6
2.2. ATTI NORMATIVI	7
2.3. ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	8
<b>3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE</b>	<b>10</b>
<b>4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE</b>	<b>10</b>
4.1. ASSETTO PRODUTTIVO	10
4.2. IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE	19
4.3. CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	21
4.4. CONSUMI IDRICI	29
4.5. ASPETTI ENERGETICI	30
4.6. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	31
4.7. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA	32
4.8. EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA	36
4.9. RIFIUTI	36
4.10. RUMORE E VIBRAZIONI	38
4.11. SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE	39
4.12. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO	39
<b>5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE</b>	<b>39</b>
5.1. INTRODUZIONE	39
5.2. ARIA	39
5.3. ACQUA	39
5.4. SUOLO E SOTTOSUOLO	40
5.5. RUMORE E VIBRAZIONI	41
5.6. AREE SOGGETTE A VINCOLO	41
<b>6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA</b>	<b>42</b>
<b>7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC</b>	<b>46</b>
7.1. INTRODUZIONE	46
7.2. USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	46
7.3. UTILIZZO DI MATERIE PRIME	46
7.4. ARIA	46
7.5. ACQUA	47
7.6. RIFIUTI	47
7.7. RUMORE	47
7.8. SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE	47
7.9. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO	47
7.10. ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ	47
<b>8. CONSIDERAZIONI FINALI</b>	<b>48</b>
<b>9. PRESCRIZIONI</b>	<b>49</b>
9.1. CAPACITÀ PRODUTTIVA	49
9.2. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME	49



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

9.3.	EMISSIONI IN ARIA.....	50
9.3.1.	EMISSIONI CONVOGLIATE.....	50
9.3.2.	EMISSIONI NON CONVOGLIATE .....	53
9.4.	EMISSIONI IN ACQUA .....	55
9.5	GESTIONE SERBATOI E PIPE-WAY.....	56
9.6	EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI.....	57
9.7	SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	58
9.8	RIFIUTI .....	58
9.9	PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI .....	60
9.10	MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI .....	60
9.11	DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI .....	61
<b>10</b>	<b>PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI ...</b>	<b>61</b>
<b>11</b>	<b>SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI .....</b>	<b>61</b>
<b>12</b>	<b>AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....</b>	<b>62</b>
<b>13</b>	<b>DURATA, RINNOVO E RIESAME .....</b>	<b>62</b>
<b>14</b>	<b>PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....</b>	<b>63</b>



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
<b>Ente di controllo</b>	L'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Lombardia.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	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.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
<b>Gestore</b>	La presente autorizzazione è rilasciata a Tamoil SpA – Raffineria di Cremona, indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 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
<b>Inquinamento</b>	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.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**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, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato IV del decreto legislativo n. 59 del 2005. si intende per:

- 1) *tecniche*: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
- 2) *disponibili*: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente valide nell'ambito del pertinente comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa avervi accesso a condizioni ragionevoli;
- 3) *migliori*: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'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.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**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 decreto legislativo 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\_2009-0000696 del 27/03/2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Raffineria Tamoil di Cremona al Gruppo Istruttore così costituito:
- Rocco Simone – Referente GI
  - Marco Mazzoni
  - Umberto Realfonso;
- 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:
- Gianluca Cusano - Regione
  - Mara Pesaro - Provincia
  - Cinzia Vuoto - Comune di Cremona
- 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:
- Alessandro Casula
  - Emanuele Licopodio
  - Liana De Rosa
  - Fiorenzo Fumanti
  - Rosella Giuliani;
- preso atto Che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**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 Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- 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:
- 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;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale “i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale”.
- visto il decreto VIA n. 895 del 17 settembre 2008;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**2.3. ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE**

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 30/06/2006;
- esaminate la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-745\_2008 del 24/06/2008;
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore con nota del 21/10/2008;
- esaminati gli approfondimenti trasmessi dal Gestore con nota del 21/05/2009 CIPPC 1215/2009
- esaminata La documentazione inviata da ARPAL con nota CIPPC-00-2009-0001587 del 20/07/2009
- 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:
- Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries; Febbraio 2003
  - Linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – Categoria IPPC 1.2 Raffinerie di petrolio (DM 29 gennaio 2007)
  - 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 (DM 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 (DM 31 gennaio 2005)
  - 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 per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per i grandi impianti di combustione;
- esaminati 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, e precisamente:
- 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;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'abito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:

- Scheda Sintetica "sc2" dell'25/08/2008
- Relazione Istruttoria "ri1" del 03/07/2009
- Piano di Monitoraggio e Controllo rev5 del 18/12/2009;

visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:

- verbale della riunione del GI del 05/06/2008 (CIPPC-00\_2008\_0000668),
- verbale della riunione del GI-Gestore del 06/08/2008 (CIPPC-00\_2008\_0001041),
- verbale della riunione del GI-Gestore- sessione riservata del 21/04/2009 (CIPPC-00\_2009\_0000944),
- verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA del 21/04/2009 (CIPPC-00\_2009\_0000945),
- verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA del 21/07/2009 (CIPPC-00\_2009\_0001615),
- verbale della Conferenza di Servizi del 29/10/2009 (CIPPC-00\_2009\_0002390),
- verbale della Conferenza di Servizi del 31/03/2010 (CIPPC-00\_2010\_0000640).



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

**EMANA**

**il seguente PARERE**

**3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE**

<i>Denominazione impianto</i>	Raffineria di Cremona TAMOIL Raffinazione S.p.A.
<i>Indirizzo impianto</i>	Piazza Caduti del Lavoro 30, 26100 Cremona
<i>Sede Legale</i>	Piazza Caduti del Lavoro 30, 26100 Cremona
<i>Rappresentante Legale</i>	Ing. Mohamed S. Abulaiha
<i>Tipo impianto</i>	Impianto esistente, prima autorizzazione
<i>Codice e attività IPPC</i>	Principale: 1.2 – Raffinerie di petrolio Secondaria: 1.1 – Impianti di combustione
<i>Gestore Impianto</i>	Enrico Gilberti
<i>Referente IPPC</i>	Livio Tregattini, <a href="mailto:ltregattini@tamoil.com">ltregattini@tamoil.com</a> , 0372 559425
<i>Impianto a rischio di incidente rilevante</i>	SI
<i>Sistema di gestione ambientale</i>	

**4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE**

**4.1. ASSETTO PRODUTTIVO**

Il complesso della Raffineria Tamoil di Cremona comprende impianti di processo, aree di stoccaggio, aree di carico e servizi di Raffineria. La Concessione n. 14643 del 20/10/1988 di durata ventennale, rilasciata dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato e rinnovata anticipatamente dalla Regione Lombardia in data 25/10/2004 (TI. 2004.0022995), autorizza la Raffineria alla lavorazione di 5.000.000 tonnellate di grezzo annue: questo valore rappresenta, quindi, anche la capacità produttiva della Raffineria. La produzione della Raffineria, alla capacità produttiva, è ripartita come segue:

- Benzine, con capacità di produzione pari a 961.472 t/anno;
- Gasoli, con capacità di produzione pari a 1.855.463 t/anno;
- Fuel oil, con capacità di produzione pari a 1.383.301 t/anno;
- Kerosene, con capacità di produzione pari a 454.010 t/anno;
- GPL, con capacità di produzione pari a 181.107 t/anno;
- Zolfo, con capacità di produzione pari a 3.003 t/anno.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

I componenti d'impianto, riferiti all'anno 2006 data di presentazione della domanda AIA:

- Impianto Topping 2 – T2 (Impianto di distillazione atmosferica del Grezzo con recupero gas);
- Impianto Crude Unit – CU (Impianto di distillazione atmosferica del Grezzo con sezione recupero gas e trattamento Benzina leggera e GPL);
- Impianto Diesel Oil Ultrafiner – DOUF (Impianto di desolforazione distillati medi);
- Impianto Ultraformer 2 – UF2 (Impianto di desolforazione e riforma catalitica Benzina grezza);
- Impianto Visbreaking – VB (Impianto di viscoriduzione del residuo atmosferico);
- Impianto Recupero Zolfo 1 e2 (Impianto di recupero zolfo da gas ricchi di H<sub>2</sub>S);
- Impianto Dewaxing – CDW (Impianto di deparaffinazione e cracking catalitico);
- Impianto CCR (Impianto di Riforma Continua Catalitica Benzina);
- Impianto TIP (Impianto di Isomerizzazione della Benzina);
- Impianto HDS (Impianto di desolforazione dei gasoli);
- Impianti SWS (Impianti trattamento acque di processo);
- Sistemi di movimentazione e stoccaggio;
- Spedizione prodotti;
- Oleodotti di Raffineria;
- Servizi di Raffineria;
- Raccordo ferroviario;
- Sistema additivazione grezzo con acidità naftenica;
- Inglobamento area Deposito Tamoil Italia;
- Centrale Termoelettrica (CTE);
- Postcombustore.

## **4.2. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI**

### *Considerazioni generali*

Tutte le condizioni di processo riportate (es. pressioni, temperature, parametri operativi, ecc.) vanno intese come indicative ai fini della descrizione e non vincolanti per l'esercizio dell'impianto.

### Impianto Topping 2 (T2)

L'impianto Topping 2 è un impianto di distillazione atmosferica del Grezzo preceduta da una sezione di desalificazione elettrostatica del Grezzo.

L'impianto è dotato di due forni di preriscaldamento e carica disposti in parallelo, uno del tipo a cattedrale ed uno verticale.

Dalla colonna di frazionamento vengono estratti, partendo dalla testa:

- Benzina leggera e GPL;
- Benzina pesante;
- Cherosene;
- Gasolio leggero;
- Gasolio pesante;
- Residuo di fondo.

Il GPL viene successivamente lavato con DEA, con soda e trattati con MEROX all'impianto Crude Unit. Le Benzine vengono inviate agli impianti di riforma e isomerizzazione. Il Cherosene ed i



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

gasoli vengono inviati alla desolforazione. Il residuo di fondo costituisce la carica all'impianto Visbreaking.

Impianto Crude Unit (CU)

Impianto di distillazione atmosferica del Grezzo comprendente:

- una sezione di distillazione atmosferica preceduta da una sezione di desalificazione del Grezzo.
- una sezione di trattamento chimico comprendente: un lavaggio DEA, un lavaggio con soda e trattamento Merox per il GPL, un trattamento Merox per la Benzina e un sistema di rigenerazione della soda.

Impianto Diesel Oil Ultrafiner (DOUF)

L'impianto è costituito da due sezioni in parallelo per quanto riguarda la parte di riscaldamento e di reazione.

Ciascuna sezione viene alimentata da distillati medi provenienti dagli impianti di distillazione atmosferica o dal Visbreaking. La carica miscelata con gas ricco di Idrogeno viene desolforata su catalizzatore dove lo Zolfo presente nella carica viene trasformato in Idrogeno Solforato.

Impianto Ultraformer 2

L'impianto è costituito da due sezioni, una di desolforazione (Ultrafiner), una di reforming (Ultraformer) e completa l'impianto una sezione di splittaggio della benzina riformata.

La sezione di desolforazione è alimentata da Benzina pesante proveniente dagli impianti di distillazione e dall'impianto Visbreaker. La carica addizionata a gas ricco di Idrogeno proveniente dalla sezione di reforming, viene desolforata su catalizzatore, ed inviata ad una colonna di strippaggio dell'H<sub>2</sub>S (stripper).

La Benzina desolforata e strippata viene inviata alla sezione reformer. Qui in presenza di Idrogeno e catalizzatore, avvengono le reazioni di aromatizzazione dei nafteni, ciclizzazione delle paraffine e Hydrocracking che portano ad un aumento del numero di Ottano da circa 65 a circa 98.

Impianto Visbreaking (VB)

L'impianto lavora i residui atmosferici provenienti dagli impianti di distillazione. Lo scopo dell'impianto è quello di ottenere mediante Cracking Termico controllato una riduzione della viscosità del residuo atmosferico con formazione di idrocarburi leggeri e medi.

L'impianto è costituito da una sezione di reazione costituita da un forno a cattedrale in cui il residuo atmosferico subisce cracking termico dando origine ad una miscela di idrocarburi che vengono inviati direttamente ad una colonna di frazionamento previo raffreddamento. Detta colonna vengono estratti:

- Benzina e GPL dalla testa;
- Cherosene e Gasolio dai tagli laterali;
- residuo pesante (TAR) dal fondo.

L'impianto è dotato di una colonna di lavaggio dei gas ricchi di H<sub>2</sub>S con DEA e di una di colonna di rigenerazione DEA, il cui prodotto di testa costituito da H<sub>2</sub>S è inviato agli impianti di recupero Zolfo.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

### Impianto Recupero Zolfo 1 e2

I gas ricchi di H<sub>2</sub>S provenienti dalle colonne di rigenerazione della DEA degli impianti Visbreaker e Diesel Oil Ultrafiner alimentano i due impianti recupero Zolfo.

In tali impianti avviene una parziale combustione di tale gas e successiva reazione su letto catalitico con formazione di Zolfo. Lo zolfo prodotto viene stoccato liquido in appositi serbatoi.

### Impianto Dewaxing (CDW)

L'impianto Dewaxing ha lo scopo di deparaffinare i gasoli pesanti di prima distillazione migliorandone il comportamento a freddo.

L'impianto è costituito dalla sezione reazione dove avviene la desolforazione e deparaffinazione in presenza di H<sub>2</sub> e catalizzatore in un reattore verticale a tre letti fissi.

L'effluente reattore attraverso due accumulatori a diversa temperatura viene diviso in due frazioni, la prima costituita da Gasolio deparaffinato e desolforato, che viene inviata a stripper e successivo stoccaggio. La seconda, costituita da frazioni più leggere e GPL, viene caricata alla sezione stabilizzazione.

### Impianto CCR

Si tratta di un processo mediante il quale è possibile ottenere Benzine ad alto numero di Ottano partendo da Benzine di prima distillazione che, come noto, sono molto povere dal punto di vista ottanico.

Il processo può essere essenzialmente diviso in tre sezioni: Sezione di Desolforazione, Sezione di Riforma, Sezione di Circolazione e Rigenerazione del Catalizzatore.

### Impianto Isomerizzazione Totale TIP

L'impianto si compone di tre sezioni: Isomerizzazione N.1 (ISO 1), impianto (pentani/esani) che ha lo scopo di elevare il numero di Ottano delle benzine; Isomerizzazione N.2 (ISO 2), impianto che è costituito da una sezione desolforazione, una sezione Isomerizzazione e una sezione di stabilizzazione; IPSORB, impianto che lavora la Benzina isomerizzata proveniente dagli impianti Isomerizzazione n. 1 e 2.

### Impianto HDS

L'impianto di desolforazione dei gasoli (HDS) ha lo scopo di trattare i gasoli, prodotti dall'impianto di Visbreaker e provenienti dagli impianti di distillazione, ed il Kerosene.

L'impianto è costituito da tre sezioni: la Sezione di Carica, la Sezione di Reazione e la Sezione Stripper.

### Impianti SWS

Due impianti in parallelo SWS1 e SWS2 provvedono a strappare le acque di processo provenienti dagli impianti di Raffineria.

L'acqua dopo preriscaldamento viene inviata alle colonne di strippaggio in cui, mediante vapore a bassa pressione vengono eliminati dalla testa l'H<sub>2</sub>S e l'NH<sub>3</sub> presenti.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

### Parco Serbatoi

Il parco serbatoi della Raffineria comprende serbatoi di vario tipo e capacità adatti al contenimento dei prodotti sia di carica impianti che semilavorati e finiti destinati alla commercializzazione.

### Spedizione Prodotti

La Raffineria è dotata di pensiline di carico autobotti, sia di prodotti bianchi (Benzina, Cherosene, Gasolio) che di prodotti neri (Olio combustibile), nonché di G.P.L.

### Pensiline di carico rete

Le pensiline per il carico dal basso dei prodotti di Rete sono posizionate nell'area posta fra la recinzione lato Est ed i serbatoi H1 – H2 – H3.

La pensilina di carico ha 9 corsie di carico. Essa risulta così attrezzata:

- n.8 con cinque bracci di carico dal basso;
- n.1 (pensilina jolly) con due bracci di carico dall'alto + cinque bracci di carico dal basso.

L'abbattimento dei vapori, dalle corsie di carico benzine, è effettuato da due Unità di recupero a carboni attivi, di cui una di riserva.

### Pensiline di carico extra rete e scarico autobotti

Tutte le pensiline sono equipaggiate per consentire l'automazione delle operazioni, la misura fiscale dei quantitativi erogati e la riduzione dei tempi di carico.

Per quanto riguarda il GPL si precisa che essendo in funzione l'oleodotto di trasferimento a Deposito ABIBES, il carico di autobotti è stato dismesso. Inoltre la Raffineria è dotata di n. 2 pensiline per lo scarico di componenti da utilizzare nel proprio processo produttivo (booster ottanici, biodiesel, ecc.).

### Sistema raccolta drenaggi

I serbatoi interrati siglati S103, S104 e S105 sono destinati a raccogliere i drenaggi provenienti dalla pensilina di carico rete ; i drenaggi consistono essenzialmente in idrocarburi (Benzine, Gasoli, Cherosene).

### Oleodotti di Raffineria

La Raffineria di Cremona può disporre diversi collegamenti via oleodotto (di proprietà TAMOIL o di terzi) con diversi insediamenti della pianura padana e con terminali marittimi. I principali sono:

- Oleodotto spedizioni GPL verso il deposito ABIBES;
- Oleodotto prodotti bianchi per Trecate e Lacchiarella (~700 kt/anno);
- Oleodotto olio combustibile per Ostiglia - Sermide (attualmente fermo);
- Oleodotto di trasferimento grezzo/prodotti finiti Cremona-Genova (attualmente fuori servizio);
- Oleodotto che collegano la Raffineria al Deposito Tamoil Italia in via Eridano, come in scheda B18.



## **Commissione Istruttoria IPPC** **Parere Istruttorio** **Raffineria Tamoil di Cremona**

La materia prima (Grezzo) è introdotta in Raffineria tramite oleodotto di proprietà e gestione da parte della società ENI R&M. I prodotti finiti sono movimentati sia su strada e ferrovia che attraverso oleodotti.

### Centrale TermoElettrica (CTE)

La Raffineria ha una centrale termoelettrica per la produzione di vapore tecnologico ed Energia Elettrica. La Centrale Termoelettrica è dotata di:

- n. 2 caldaie Tosi CE con potenzialità di 24 t/h di vapore a 45 ATE e 450°C ognuna;
- n. 1 caldaia Macchi TITAN M800 con potenzialità di 60 t/h di vapore a 45 ATE e 450°C;
- n. 4 generatori: TG1 – TG2 (3000 KVA), TG3 (3150 KVA), TG4 (3750 KVA – localizzato sull'impianto Visbreaker);
- generatore di emergenza (2500 KVA).

La Centrale è dotata di un unico camino, di altezza pari a 50 m con diametro di 2,20 m. La produzione di energia elettrica viene distribuita dalla Centrale Termoelettrica alle cabine elettriche degli impianti a 6 KV, dove si provvede alla trasformazione a 380 V per le varie utenze.

Sempre dalla Centrale Termoelettrica viene alimentata a 380 V una rete di distribuzione per le sale pompe movimentazione, pozzi artesiani e utenze minori. Un generatore di emergenza da 2,5 MW azionato da motore diesel entra in funzione automaticamente in caso di emergenza.

La produzione di energia elettrica della Centrale Termoelettrica non copre l'intero fabbisogno della Raffineria: è prevista quindi un'integrazione con collegamento alla rete elettrica nazionale a 132 KV, ridotta a 15 KV in una sottostazione interna e successivamente ridotta a 6 KV nelle cabine dislocate in Raffineria.

Gli impianti sotto autoproduzione di E.E. sono: Visbreaking, Isomerizzazione 2, UltraFormer 2, Diesel Oil Ultrafiner e Topping 2. In caso di necessità l'impianto ISO1 può essere esercito sotto autoproduzione. Gli altri impianti vengono alimentati mediante un contratto annuale di fornitura con società operante sul mercato elettrico scelta tra i principali produttori di energia elettrica.

### Rete Fuel Gas di Raffineria

I gas sfiorati dagli impianti Topping 2, Diesel Oil ULtrafiner, Crude Unit, Isomerizzazione, UltraFormer 2, Visbreaker, Dewaxing, CCR e HDS confluiscono nell'accumulatore PV 530 dopo aver ceduto l'H<sub>2</sub>S alla DEA negli assorbitori.

Il polmone è provvisto di intercettazioni in entrata ed uscita, di by-pass e di serpentino di vapore sul fondo, alimentato dalla rete vapore a media pressione.

Il sistema è provvisto di regolazione automatica di pressione.

Al di fuori delle intercettazioni di ingresso ed uscita PV 530 è derivato lo stacco del PT 206. Il PT206 invia il segnale a due valvole regolatrici.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

### Rete Gas Metano

La fornitura di gas Metano alla TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A. di Cremona è realizzata per mezzo di una tubazione interrata del diametro di 8".

La tubazione attraversa la cinta doganale a Nord del serbatoio B16 ed esce di terra in corrispondenza di un'area recintata di pertinenza del gestore della rete, ove è installata una valvola di intercettazione a sfera del diametro di 8". In uscita dalla recinzione, la tubazione, ridotta di diametro a 6", entra in un'altra area recintata, di pertinenza TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A., dove sono installate le apparecchiature di decompressione e misura. In uscita, la tubazione prosegue fuori terra per una lunghezza di circa 1.200 m fino a raggiungere la zona impianti e termina in corrispondenza del polmone di accumulo del fuel gas PV 530.

La distribuzione del metano agli impianti ed alla Centrale Termoelettrica avviene per mezzo della rete di fuel gas esistente.

### Rete Olio Combustibile

Il sistema di stoccaggio di olio combustibile per usi interni è unico per tutti i servizi della Raffineria. Lo stoccaggio comprende due serbatoi verticali CI6 e CI7, ciascuno della capacità di 1.200 m<sup>3</sup>.

Il pompaggio dell'olio combustibile viene assicurato da due gruppi di pompe costituiti ciascuno da una pompa elettrica principale e da una turbopompa ausiliaria.

I due gruppi di pompe hanno aspirazione comune dai serbatoi di stoccaggio e mandano combustibile al collettore che alimenta la Centrale Termoelettrica e gli impianti; la rete è ad anello con ritorno che si ricollega ai serbatoi.

Sulla sezione della rete ad anello che serve gli impianti è montato un regolatore di pressione che mantiene la pressione dell'olio combustibile al valore costante di 10÷11 kg/cm<sup>2</sup>.

Sulla sezione della rete ad anello che serve la Centrale Termoelettrica è montata una valvola regolatrice di pressione che mantiene la pressione dell'olio combustibile al valore costante di 15 kg/cm<sup>2</sup>. (sfiorando il plus di combustibile nella tubazione di ritorno).

### Rete Aria

L'aria necessaria per l'esercizio dell'unità della Raffineria è fornita da una stazione centralizzata di compressione, costituita da un turbocompressore e da un elettrocompressore. Su ciascun impianto di processo e in centrale termoelettrica sono inoltre installati elettrocompressori di emergenza con partenza automatica che garantiscono l'aria necessaria alla continuità di esercizio.

Tutta l'aria compressa destinata alla rete strumenti viene disidratata. Recentemente è stato aggiunto un secondo elettrocompressore.

### Rete Azoto

Esiste in Raffineria una rete di distribuzione Azoto facente capo ad una apparecchiatura di produzione diretta.

L'Azoto viene utilizzato come mezzo estinguente, come gas di copertura o tenuta e bonifica delle apparecchiature.

L'impianto di produzione denominato commercialmente Floxal è stato installato da una società fornitrice che ne rimane la proprietaria e ne garantisce il funzionamento e la manutenzione.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

La tecnologia utilizzata per la produzione dell'Azoto è quella a membrane, sviluppata dall'Air Liquide in collaborazione con la Du Pont. Il generatore è composto da:

- un compressore d'aria;
- una catena di filtrazione;
- un separatore a membrane.

L'aria, compressa e filtrata, viene inviata al separatore a membrane, costituito da un fascio di fibre cave in polimero. Per effetto della pressione le molecole di Ossigeno attraversano le pareti delle fibre più rapidamente di quelle dell'Azoto, per cui all'uscita delle fibre cave si ha un'aria impoverita in Ossigeno ad una pressione vicina a quella di compressione.

Per mantenere pressoché costante la pressione della rete di distribuzione, in Raffineria è presente un serbatoio polmone per l'azoto gassoso prodotto, della capacità totale di circa 20 m<sup>3</sup>.

L'azoto viene fornito dall'impianto di produzione ad una pressione compresa tra 8 e 10 bar, sufficiente alle necessità di rete della Raffineria.

Ad integrazione dell'impianto esistono due serbatoi di azoto liquido, della capacità di 30 m<sup>3</sup> e 50 m<sup>3</sup>, interconnessi alla rete con un evaporatore che integra l'azoto in rete quando la pressione della stessa scende al di sotto di 8 bar.

Inoltre la rete in caso di necessità può essere integrata da bombole di azoto in pacchi mobili da ubicare eventualmente in aree non interessate da linee fisse.

### Sistema Blow-Down / Torcia

La protezione da sovrappressione delle apparecchiature di Raffineria è realizzata mediante valvole di sicurezza e valvole di regolazione automatica/manuale di pressione, i cui eventuali scarichi vengono collettati nel sistema di blow-down ed inviati a torcia.

La Raffineria è dotata di due fiaccole. La fiaccola 2 è solitamente in uso ed è quella installata contemporaneamente all'impianto CCR. La fiaccola 1 viene utilizzata come riserva.

La Fiaccola 2 è dotata di un separatore PV-2303 dove avviene la separazione della fase liquida da quella gassosa. La fase idrocarburica liquida viene recuperata con le pompe P-2302 A/B ed inviata al serbatoio di slop e per successiva rilavorazione negli impianti.

La fase gassosa viene convogliata a torcia quindi combusta alla sommità. La torcia è dotata di una guardia idraulica PV-2304 progettata per eliminare l'effetto pulsante del gas inviato alla sua sommità. Un'analogica guardia idraulica PV-2305 è stata installata sulla fiaccola preesistente.

La fiaccola è stata progettata in modo che l'irraggiamento massimo al suolo sia nei limiti previsti dalle norme di sicurezza internazionalmente riconosciute ed è inoltre dotata di opportune segnalazioni luminose come richiesto dalla normativa.

Le caratteristiche della nuova fiaccola sono le seguenti:

- Altezza 120 m
- Diametro terminale per idrocarburi 36 “
- Diametro terminale per scarichi acidi 16 “
- Portata max 281.000 kg/h
- Irraggiamento max al suolo 2.000 BTU/h-ft<sup>2</sup> equivalenti a 6,31 kW/m<sup>2</sup>
- Irraggiamento max alla cinta della raffineria 500 BTU/h-ft<sup>2</sup> equivalenti a 1,58 kW/m<sup>2</sup>



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

La fiaccola è dotata dei seguenti sistemi di sicurezza:

- n.4 bruciatori pilota per il terminale per gli idrocarburi. Detti bruciatori pilota sono indipendenti, alimentati a fuel gas, ciascuno dotato di sistema di accensione e sistema di rilevazione di fiamma con allarme;
- n.3 bruciatori pilota per il terminale per gli scarichi acidi. Detti bruciatori pilota sono indipendenti, alimentati a fuel gas, dotati ciascuno di sistema di accensione e sistema di rilevazione di fiamma con allarme;
- sistema automatico di controllo della fiamma in grado di ottenere una combustione completa e priva di fumo (smokeless) il cui elemento principale è costituito da una speciale "telecamera" a raggi infrarossi, prodotta dalla Società Powertrol, puntata costantemente verso la fiamma e in grado di analizzarla. Il segnale in uscita da questa apparecchiatura va a regolare le quantità di vapore diretto alla fiaccola;
- sistema di flussaggio continuo delle due torce con gas combustibile, misurato mediante rotametro, per prevenire il risucchio di aria nelle torce;
- misuratore ultrasonico della portata dei gas da bruciare, strumento prodotto dalla Società GE Panametrics. Detta misura viene registrata in continuo dal sistema di controllo della Raffineria (DCS);
- segnalazione ostacolo per l'aviazione e colorazione nella parte alta secondo la normativa nazionale e dell'OACI.;
- la fiaccola è dotata di un sistema "blow-down acido", cui fanno capo gli scarichi delle apparecchiature che possono contenere H<sub>2</sub>S. Tale sistema è indipendente dalla normale linea di blow-down.

La fiaccola 1 ha un'altezza di 60 metri ed è dotata di n. 4 bruciatori pilota continui. Anch'essa come quella solitamente in uso è dotata di guardia idraulica e di adeguato accumulatore separatore per il recupero, tramite pompe, degli idrocarburi liquidi.

È inoltre dotata di linea di iniezione di vapore antifumo sempre regolato da sala controllo. In parallelo è pure installata una torcia di combustione per gas acidi cui fanno capo gli scarichi contenenti H<sub>2</sub>S. Anch'essa è dotata di misuratore di portata con le stesse caratteristiche sopra citate.

#### Postcombustore

Il postcombustore F902 ad aria soffiata viene esercito alla temperatura di 1.000°C in camera di combustione mediante bruciatori a fuel gas. Nella camera di combustione vengono immessi i seguenti flussi gassosi:

- 1) Gas di solfuro da impianto Merox;
- 2) Gas in uscita da impianto Zolfo;
- 3) In caso di necessità, i gas di testa degli impianti SWS.

#### Raccordo Ferroviario

La TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A., in un'ottica di miglioramento globale sia per diversificare la logistica di movimentazione e trasporto, ha realizzato ed esercisce un raccordo ferroviario per il carico dei prodotti di Raffineria e lo scarico di componenti da utilizzare nel proprio processo produttivo (Booster ottanici, Biodisel, ecc.). Le attività svolte nel complesso sono:

- a) scarico di componenti;
- b) carico dei prodotti petroliferi.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

### *Linee di carico*

Sono presenti n. 1 pensilina con 3 corsie di carico disposte parallelamente. Ogni corsia è dotata di terminale di interfaccia con il sistema di controllo e gestione, di messa a terra di pannello di collegamento del dispositivo antitraboccamento. L'abbattimento dei vapori, dalla corsia di carico benzine, è effettuato da un'Unità di recupero a carboni attivi. Ogni braccio di carico è da 4" e dotato di contatore con testata elettronica con relativi accessori per la misura fiscale del quantitativo erogato.

### *Unità recupero vapori*

L'unità di recupero vapori (VRU) ha lo scopo di abbattere i vapori di Benzina che si sviluppano durante il carico delle cisterne. Il funzionamento dell'unità VRU si basa su un processo di adsorbimento con carbone attivo.

### Sistemi Additivazione Grezzo Caratterizzato da Acidità Naftenica

Per consentire la lavorazione di grezzi caratterizzati da valori elevati di acidità naftenica sono stati realizzati sistemi di additivazione del grezzo in carica agli impianti di distillazione costituiti da serbatoi di stoccaggio additivi, pompe dosatrici, strumentazione di controllo portata.

### Inglobamento Area Deposito Commerciale Tamoil Italia S.p.A.

A far data dal 25 Ottobre 2006, in accordo alla comunicazione agli Enti Preposti, il deposito commerciale di oli minerali liberi da tributi è stato inglobato nella Raffineria.

Dal punto di vista ambientale e della sicurezza il Deposito Commerciale, attiguo alla Raffineria, è stato sempre considerato parte integrante della Raffineria stessa e per le notifiche effettuate ai sensi della normativa di sicurezza Raffineria e Deposito sono stati sempre considerati come unico complesso industriale.

## **4.3. IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE**

### Sistema di Trattamento delle Acque Reflue

Presso la Raffineria Tamoil di Cremona è presente un sistema di trattamento delle acque reflue prodotte dai vari impianti;

Tutti gli scarichi della Raffineria vengono raccolti in tre circuiti fognari a seconda della tipologia di inquinanti presenti nello scarico:

- rete fogna bianca
- rete fogna oleosa
- rete fogna acida.

### *Rete Fogna Bianca – Acque Bianche*

La "Fogna Acque Bianche" convoglia le acque di seconda pioggia, i drenaggi di controllo dei serbatoi e le acque di drenaggio dei tetti galleggianti degli stessi, gli scarichi igienico-sanitari preventivamente trattati in fosse biologiche, gli spurghi ad alta concentrazione salina delle torri di raffreddamento, lo sfioro del bacino acque di recupero e le acque non coinvolte nei processi provenienti dall'area impianti.

Le "acque bianche" seguono un processo depurativo che prevede dapprima il trattamento nell'impianto di decantazione del tipo A.P.I. (utilizzando due delle tre vasche di cui è costituito)



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

dove avviene la separazione dalla fase oleosa che viene inviata al recupero (serbatoi S1 e S2) e la sedimentazione delle particelle in sospensione e successivamente l'invio alla sezione dedicata dell'impianto biologico, completo dell'unità di sedimentazione; il refluo così ottenuto (fogna bianca e oleosa depurata) viene inviato, attraverso la stazione di pompaggio, prima alla "laguna" e poi allo scarico al fiume Po.

Punto di campionamento delle acque reflue: pozzetto A, posto a valle del sedimentatore prima del convogliamento delle acque in laguna.

### *Rete Fogna Oleosa – Acque Oleose*

La "**Fogna Acque Oleose**" riceve l'effluente delle guardie idrauliche delle fiaccole, i drenaggi dei serbatoi del grezzo, lo scarico del desalter del grezzo, la soluzione proveniente dal processo di neutralizzazione e deodorizzazione della soda esausta e le acque di prima pioggia.

Le "acque oleose" subiscono un primo trattamento nell'impianto di disoleazione DISCOIL (la fase oleosa recuperata è inviata ai serbatoi S1 e S2) vengono poi trattate nell'impianto di decantazione del tipo A.P.I. (utilizzando una delle tre vasche di cui è costituito), nel separatore ad alta potenzialità C.P.I. e nell'impianto di coagulazione e flocculazione completo di filtrazione finale per la completa separazione delle sostanze oleose e delle particelle in sospensione, successivamente è inviata alla sezione dedicata dell'impianto biologico, completo dell'unità di sedimentazione; il refluo così ottenuto (fogna bianca e oleosa depurata) viene inviato, attraverso la stazione di pompaggio, prima alla "laguna" e poi allo scarico al fiume Po.

Punto di campionamento delle acque reflue: pozzetto A, posto a valle del sedimentatore prima del convogliamento delle acque in laguna.

### *Rete Fogna Acida – Acque Acide*

Le acque acide provenienti dalla rigenerazione delle resine scambiatrici di ioni dell'impianto di trattamento delle acque di alimento caldaie (Centrale Termoelettrica), caratterizzate da un pH acido o basico se provenienti rispettivamente dalla rigenerazione di scambiatori cationici o anionici, vengono raccolte in una vasca di omogeneizzazione e neutralizzazione primaria. Da qui vengono pompate ad un serbatoio da 350 m<sup>3</sup> dove avviene la neutralizzazione e la correzione fine del pH mediante dosaggio, controllato da apposito analizzatore, dei reattivi chimici.

### *Impianti di Neutralizzazione e Deodorizzazione delle sode esauste (Deodorizer)*

Si tratta di apparecchiature di forma cilindrica aventi diametro pari a 1,8 m e altezza pari a 5,5 m. Nei deodorizer vengono raccolte le soluzioni sodiche esauste provenienti dal processo di trattamento del GPL e della benzina. Sono inoltre presenti 2 serbatoi da 250 m<sup>3</sup> (M7 – M8) di accumulo degli scarichi delle sode quando gli impianti sono in manutenzione ed i deodorizer non possono funzionare.

### *Impianto di Trattamento Biologico*

Le acque provenienti dagli impianti di trattamento acque bianche e oleose sono inviate ad un impianto di trattamento finale costituito da un impianto di trattamento biologico Trickling Filter "High Rate System" costituito da due celle per il trattamento separato delle acque oleose e delle acque bianche, con capacità rispettivamente di 60 e 100 m<sup>3</sup>/h.

Le acque trattate dal sedimentatore sono inviate ad un bacino artificiale (laguna di aerazione) avente una superficie di 5.000 m<sup>2</sup> ed una capacità di 6.000 m<sup>3</sup> che costituisce riserva idrica antincendio. Associati agli impianti di depurazione sono inoltre i seguenti serbatoi:



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- un serbatoio della capacità di 1.000 m<sup>3</sup> (L12) per l'eventuale accumulo di acqua da inviare successivamente agli impianti di depurazione;
- un serbatoio della capacità di 3.000 m<sup>3</sup> (A3) e n. 4 serbatoi ex deposito della capacità di circa 5.000 m<sup>3</sup> per l'eventuale accumulo di acqua di prima pioggia da inviare successivamente all'impianto di trattamento acque oleose. Inoltre è in corso un incremento dello stoccaggio dell'acqua di prima pioggia tramite l'utilizzo del serbatoio A6 della capacità nominale di 15.000 m<sup>3</sup>.

*Sistema raccolta drenaggi*

Sono presenti n.2 serbatoi da 10 m<sup>3</sup> per la raccolta di eventuali spandimenti oleosi; il primo collegato alla fogna bianca (scarichi provenienti sala pompa di scarico e area di scarico) e il secondo collegato alla fogna oleosa (scarichi da pensiline di carico coperte).

Sistema Acqua di Raffreddamento mediante Torri Evaporative

La Raffineria Tamoil di Cremona è dotata di un circuito di acqua di raffreddamento in ciclo chiuso, così composto:

- torre di raffreddamento a tiraggio indotto a due celle, da 700 m<sup>3</sup>/h ciascuna, a servizio della Centrale Termoelettrica;
- torri di raffreddamento a tiraggio indotto a sei celle, 4 da 700 m<sup>3</sup>/h ciascuna e 2 da 1.400 m<sup>3</sup>/h ciascuna, a servizio degli impianti produttivi della Raffineria (compresa l'unità CCR).

**4.4. CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI**

Le principali materie prime utilizzate in Raffineria sono costituite dal greggio e da prodotti di origine interna (fuel gas, olio combustibile, gasolio) che alimentano i diversi cicli produttivi.

Per lo svolgimento del ciclo produttivo sono, inoltre, utilizzate altre tipologie di sostanze che possono essere genericamente classificate come "materie ausiliarie", in cui rientrano tutti i composti necessari alla realizzazione delle fasi di processo ed all'ottenimento dei prodotti finiti destinati alla commercializzazione (ad esempio coloranti) ed i chemicals utilizzati nei vari impianti ausiliari (additivi per le caldaie, per l'impianto di trattamento delle acque di processo, ecc.).

Parco serbatoi di raffineria

Il parco serbatoi della Raffineria comprende serbatoi di vario tipo e capacità adatti al contenimento dei prodotti sia di carica impianti che semilavorati e finiti destinati alla commercializzazione. Per l'elenco completo si rimanda alle Tabelle sotto riportate.



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona

Serbatoi di Raffineria

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m <sup>3</sup> )	Diametro (m)	Altezza (m)	Anno di costruzione
A1	T.F.	Cherosene	A	3.000	19,576	10,000	1954
A2	T.F.	Cherosene	A	3.000	19,576	10,000	1954
A3	T.F.	Acqua	A	3.000	19,576	10,000	1954
A4	T.G.	Grezzo	A	9.000	30,480	12,810	1956
A5	T.G.	Gasolio	A	15.000	36,580	14,640	1957
A6	T.G.	Cherosene	A	15.000	36,600	14,630	1964
A7	T.G.	Grezzo	A	35.000	54,864	14,630	1966
A8	T.G.	Grezzo	A	35.000	54,864	14,630	1967
A9	T.G.	Grezzo	A	35.000	54,864	14,63	1968
A10	T.G.	Grezzo (1)	A	35.000	54,864	14,630	1970
A11	T.G.	Grezzo	A	50.000	67,056	14,630	1971
A12	T.G.	Grezzo	A	50.000	67,056	14,630	1972
B1	T.F.	Cherosene	B	1.500	14,642	9,000	1954
B2	T.F.	Cherosene	B	1.500	14,642	9,000	1954
B3	T.F.	Cherosene	B	1.500	14,642	9,000	1954
B4	T.F.	Cherosene	B	1.500	14,642	9,000	1954
B5	T.F.	Gasolio	C	15.000	36,580	14,640	1958
B6	T.F.	Olio Combustibile	C	15.000	36,580	14,640	1958
B7	T.F.	Olio Combustibile	C	15.000	36,580	14,640	1958
B8	T.F.	Olio Combustibile	C	20.000	45,720	12,190	1964
B9	T.F.	Gasolio	C	20.000	45,720	12,195	1967
B10	T.F.	Gasolio	C	20.000	45,720	12,195	1967
B11	T.F.	Olio Combustibile	C	20.000	45,720	12,195	1967
B12	T.F.	Gasolio	C	20.000	45,720	12,195	1968
B13	T.F.	Olio Combustibile	C	20.000	45,720	12,195	1968
B14	T.G.	Olio Combustibile	C	35.000	54,864	14,630	1968
B15	T.G.	Gasolio	C	15.000	36,576	14,630	1971
B16	T.G.	Olio Combustibile	C	35.000	54,864	14,630	1972
B17	T.G.	Olio Combustibile	C	50.000	48,768	17,059	1972
B18	T.G.	Olio Combustibile	C	50.000	60,960	17,059	1982
CT1	T.F.	Acqua		500			1954
CT2	T.F.	Acqua		500			1954
CT3	T.F.	Acqua		500			1954
CT4	T.F.	Acqua		500			1954
C6	T.F.	Olio Combustibile	C	1.230	11,952	10,900	1966
C7	T.F.	Olio Combustibile	C	1.230	11,952	10,900	1966
D1	T.F.	Acqua Demineralizzata	B	500	9,549	7,000	1954
D2	T.F.	Acqua Demineralizzata	B	500	9,549	7,000	1954
D3	T.F.	Acqua Demineralizzata	B	500	9,549	7,000	1954
D4	T.F.	Acqua Demineralizzata	B	500	9,549	7,000	1954
E1	T.G.	Cherosene	A	730	9,458	11,800	1954
E2	T.G.	Cherosene	A	730	9,458	11,800	1954
E3	T.G.	Gasolio Dewacato	A	730	9,458	11,800	1954
E4	T.G.	Gasolio	A	730	9,458	11,800	1954
E5	T.G.	Cherosene	A	1.540	12,954	13,055	1954

(1) Attualmente adibito allo Stoccaggio di Gasolio



Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m³)	Diametro (m)	Altezza (m)	Anno di costruzione
E5	T.G.	Benzina	A	1.540	12,954	12,065	1954
E7	T.G.	Biodiesel	A	2.100	18,290	12,810	1956
E8	T.G.	Virgin Nafta	A	2.100	18,290	12,810	1956
E9	T.G.	MTBE	A	1.200	11,200	13,320	1958
E10	T.G.	MTBE	A	1.200	11,200	13,320	1958
E11	T.G.	Benzina	A	1.200	11,200	13,320	1958
E12	T.G.	Gasolio	A	3.000	18,300	12,900	1964
E13	T.G.	Gasolio	A	3.000	18,300	12,900	1964
E14	T.G.	Benzina	A	6.000	25,925	12,900	1964
E15	T.G.	Benzina	A	6.000	25,925	12,900	1964
E16	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1966
E17	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1966
E18	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1967
E19	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1967
E20	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1967
E21	T.G.	Benzina	A	6.000	25,908	12,195	1967
E22	T.G.	Benzina	A	10.000	30,480	14,630	1967
E23	T.G.	Benzina	A	10.000	30,480	14,630	1970
E24	T.G.	Virgin Nafta	A	10.000	30,480	14,630	1971
E25	T.G.	Benzina	A	10.000	30,480	14,630	1972
E26	T.G.	Benzina	A	10.000	30,480	14,630	1972
E27	T.G.	Benzina	A	20.000	42,672	14,630	1970
E28	T.G.	Virgin Nafta	A	20.000	42,672	14,630	1971
E29	T.G.	Benzina	A	15.000	26,598	14,630	1966
F1	T.F.	Gasolio	B	3.000	19,576	10,000	1955
F2	T.F.	LCO	B	3.000	19,576	10,000	1955
F3	T.F.	Gasolio	C	6.000	27,430	10,980	1956
F4	T.F.	Gasolio	C	6.000	27,430	10,980	1956
F5	T.F.	Gasolio	B	6.000	27,430	10,980	1956
H1	T.F.	Gasolio	B	2.340	15,240	12,810	1958
H2	T.F.	Gasolio	B	2.340	15,240	12,810	1957
H3	T.F.	Gasolio	B	2.340	15,240	12,810	1957
H4	T.F.	Gasolio	B	2.340	15,240	12,810	1957
H5	T.F.	Gasolio	B	2.340	15,240	12,810	1956
H6	T.F.	Gasolio	B	10.000	30,480	14,630	1967
H7	T.F.	Gasolio	B	10.000	30,480	14,630	1967
L7	T.F.	Cherosene	A	3.000	19,576	10,000	1954
L8	T.F.	Gasolio	A	6.450	27,430	10,980	1956
L9	T.F.	Gasolio	A	6.450	27,430	10,980	1956
L10	T.G.	Benzina	A	1.200	11,200	13,320	1958
L11	T.G.	Benzina	A	1.200	11,200	13,320	1958
L12	T.G.	Acqua	A	1.200	11,200	13,320	1958
L15	T.G.	Benzina	A	10.000	30,480	14,630	1967
L16	T.F.	Cherosene	B	10.000	30,480	14,630	1967
L17	T.F.	Gasolio	B	10.000	30,480	14,630	1967
M2	T.F.	Vuoto					1955
M6	T.F.	Vuoto					1955
M7	T.F.	Soluzione Sodica Esaurita					1955
M8	T.F.	Soluzione Sodica Esaurita					1955
M11 <sup>(1)</sup>	T.F.	Additivo					1955
M12	T.F. <sup>(2)</sup>	Additivo					1955

(2) Esauriti con additivi



# Commissione Istruttoria IPPC

## Parere Istruttorio

### Raffineria Tamoil di Cremona

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m <sup>3</sup> )	Diámetro (m)	Altezza (m)	Anno di costruzione
M13	T.F.	Additivo					1955
S1	T.F.	Acqua		320			1955
S2	T.F.	Acqua		320			1955
S3	T.F.	Acqua		750			1955
S6	T.F.	Acqua		750			1955
S7	T.F.	Acqua		750			1955
G-2	SIG	GPL (Inertizzato)		110	2,600	22,400	
G-3	SIG	GPL (Inertizzato)		110	2,600	22,400	
G-4	SIG	GPL (C4)		200	3,200	26,600	
G-5	SIG	GPL		200	3,200	26,600	
G-6	SIG	GPL		200	3,200	26,600	
G-7	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-8	SIG	GPL (C4)		200	3,200	26,600	
G-11	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-12	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-13	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-14	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-15	SIG	GPL (Inertizzato)		200	3,200	26,600	
G-16	SPERA	GPL (Inertizzato)		880	11,875	11,875	
G-17	SPERA	GPL (Inertizzato)		880	11,875	11,875	
G-18	SPERA	GPL (Inertizzato)		1.400	13,904	13,904	
1*	T.G.	Bonificato Fuori Servizio		500			
2*	T.G.	Bonificato Fuori Servizio		500			
3*	T.F.	Acqua		2000			
4*	T.G.	Bonificato Fuori Servizio		1000			
5*	T.G.	Bonificato Fuori Servizio		1000			
7*	T.F.	Acqua		1000			
8*	T.F.	Acqua		1000			
9*	T.F.	Acqua		1000			

#### Legenda:

- T.F.: Tetto Fisso
- T.G.: Tetto Galleggiante
- \* Serbatoi Area Ex-Deposito
- Relativamente al parco stoccaggio serbatoi GPL occorre sottolineare che:
  - G5 e G6 sono utilizzati come polmoni di aspirazione pompe di invio ad oleodotto GPL;
  - G4 e G8 sono utilizzati come stoccaggio Butano per uso interno di Raffineria;
  - tutti gli altri serbatoi (sfere e sigari) sono sezionati bonificati e inertizzati con azoto (come prescritto da C.T.R.).



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

### Serbatoi Interrati

N.	Denominazione	Contenuto	Capacità (l)	Anno	Servizio
1	Colatrici S.P.1	Grezzo	10.000	1954	No
2	Colatrici petrolio lampante	Petrolio lampante	3.000	1954	No
3	Colatrici oleodotto CR-OSTIGLIA	OC Denso	10.000	1975	No
4	Colatrici oleodotto grezzo	Petrolio grezzo	10.000	1954	Si
5	Colatrici oleodotto CR-GENOVA	Gasolio/Benzina	14.000	1977	Si
6	Colatrici laboratorio chimico	Idrocarburi vari	4.500	1979	Si
7	Serbatoio automezzi antincendio	Gasolio	7.500	1981	Si
8	Serbatoio Rolls-Royce	Gasolio	4.500	1982	Si
9	Serbatoio DEA Imp. Wisbmaier	DEA	14.000	1982	Si
10	Serbatoio raccolta drenaggi	Gasolio/Benzina	10.000	2004	Si
11	Serbatoio raccolta drenaggi	Gasolio/Benzina	10.000	2004	Si
12	Serbatoio raccolta drenaggi	Gasolio/Benzina	10.000	2004	Si
13	Serb. Raccolta miscele accident	Gasolio/Benzina	10.000	2004	Si
14	Serb. Raccolta miscele accident.	Gasolio/Benzina	10.000	2004	Si
15	Serbatoio raccolta drenaggi	Idrocarburi vari	10.000	2005	Si
16	Serbatoio raccolta drenaggi	Idrocarburi vari	10.000	2005	Si
17	Serbatoio raccolta drenaggi	Idrocarburi vari	10.000	2005	Si
18	Serbatoio recupero condense				Si
19	Serbatoio olio trasformatori				Si

I serbatoi fuori terra sono utilizzati per lo stoccaggio dei seguenti prodotti: benzina semilavorata, benzina super senza piombo, MTBE, ETBE, biodiesel, cherosene, gasoli, GPL autotrazione, grezzo, olio combustibile, petrolio, virgin nafta, residuo, acqua.

Per ridurre il rischio potenziale di contaminazioni dei suoli e delle acque dovute a perdite dai serbatoi di stoccaggio, la Raffineria adotta le seguenti misure preventive:

- per prevenire le potenziali piccole perdite dai fondi serbatoi:
  - idoneo programma di ispezione ciclica e manutenzione con l'utilizzo della tecnologia delle emissioni acustiche o della tecnologia CIAET. Le indicazioni ottenute servono a stabilire i criteri di priorità delle manutenzioni (manutenzione preventiva);
  - programma di installazione di doppi fondi o di barriere impermeabili sui serbatoi più critici (criticità = minor facilità operativa/manutentiva di un serbatoio ad essere posto fuori servizio) o applicazione di rivestimento dei fondi o di idonee verniciature in occasione delle manutenzioni programmate;
- per prevenire le potenziali perdite da sovrariempimento con interessamento dei bacini di contenimento:
  - installazione di allarmi di alto e altissimo livello (misura di prevenzione) ed installazione livelli radar ad alta affidabilità.

Il risultato delle emissioni acustiche EA viene restituito secondi i seguenti criteri:

- I: nessuna sorgente significativa (riesame dopo 5 anni)
- II: debole corrosione attiva (riesame dopo 3 anni)
- III: corrosione mediamente attiva (riesame dopo 1 anno)
- IV: corrosione molto attiva (riesame dopo 6 mesi o ispezione interna)
- NPR: test non possibile per presenza di elevato rumore di fondo
- NPF: test non possibile per presenza di fondami.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

Per quanto riguarda la tecnologia CIAET il risultato indica il tempo del riesame espresso in anni.

Per i serbatoi fuori terra, oltre alle attività di ispezione e controllo straordinarie, è prassi da parte della Raffineria effettuare attività di controllo e manutenzione periodica; tali attività prevedono un programma annuale di messa fuori servizio di alcuni serbatoi per permettere lo svolgimento delle seguenti operazioni:

svuotamento del serbatoio;

- pulizia;
- gas-free;
- ispezione di fondo (sabbatura, determinazione spessore lamiera di fondo e mantelli, integrità saldature, tenute, e controllo tubazioni di drenaggio di fondo, sistemi di riscaldamento, ecc.);
- controllo tubazione di drenaggio tetto (serbatoi a tetto galleggiante).

Per alcune tipologie di prodotti stoccati, i serbatoi sono sottoposti a pulizia mediante tecnologia Sludge Recovery Sistem (SRS) che permette di ridurre il rifiuto da inviare a successivo smaltimento.

Tra il 2005 ed il 2008 sono stati testati tutti i serbatoi della Raffineria con la tecnologia delle emissioni acustiche o tecnologia CIAET: i serbatoi non hanno evidenziato perdite ma solo corrosioni attive di entità variabile che comportano intervalli di tempo prima del riesame compresi fra i 4 anni e 1 anno. Le indicazioni ottenute servono a stabilire i criteri di priorità delle manutenzioni dei serbatoi (manutenzione preventiva).



# Commissione Istruttoria IPPC

## Parere Istruttorio

### Raffineria Tamoil di Cremona

#### Ispezione/Manutenzione Serbatoi

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anno)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
A1	1954	2007	II	Manutenzione 2009 (bonifica e ispezione vista)
A2	1954	2005	III	Manutenzione I semestre 2009
A3	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
A4	1956	2007	IV	Manutenzione I semestre 2009
A5	1957	2007	II	
A6	1964	2006	I	
A7	1966	2007	II	
A8	1967	2007	II	Manutenzione in corso (installazione doppio fondo)
A9	1968	2006	I	
A10	1970	2008	III	Risame 2009
A11	1971	2008	I	
A12	1972	2006	II	Manutenzione 2009
B1	1954	2005	II	Manutenzione in corso
B2	1954	2007	II	
B3	1954	2006	II	
B4	1954	2006	I	
B5	1958	2006	III	Manutenzione in corso (rifacimento tetto + installazione doppio fondo)
B6	1958	2006	Risame dopo 1 anno	CIAET
B7	1958	2007	NPF	Manutenzione in corso
B8	1964	2006	II	Risame 2009
B9	1967	2008	III	Risame 2009
B10	1967	2007	Risame dopo 2,6 anni	Risame gennaio 2009 con tecnologia CIAET
B11	1967	2006	Risame dopo 2,2 anni	CIAET
B12	1968	2006	Risame dopo 2 anni	CIAET
B13	1968	2006	Risame dopo 1,9 anni	CIAET
B14	1968	2006	Risame dopo 2,3 anni	CIAET
B15	1971	2007	I	
B16	1972	2006	Risame dopo 2,3 anni	CIAET
B17	1972	2006	Risame dopo 2,3 anni	CIAET
B18	1982	2006	Risame dopo 1 anno	CIAET
CT1	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT2	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT3	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT4	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
C16	1966	2006	Risame dopo 2 anni	CIAET
C17	1966	2006	Risame dopo 2 anni	CIAET
D1	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
D3	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
D4	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
E1	1954	2006	II	
E2	1954	2005	I	
E3	1954	2006	II	Risame 2009
E4	1954	2007	II	
E5	1954	2006	I	Manutenzione in corso per esercizio
E6	1954	2006	I	
E7	1956	2007	II	
E8	1956	2006	I	Manutenzione in corso per esercizio
E9	1958	2006	I	
E10	1958	2006	I	



# Commissione Istruttoria IPPC

## Parere Istruttorio

### Raffineria Tamoil di Cremona

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anni)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
E11	1968	2006	I	
E12	1964	2007	II	
E13	1964	2007	II	
E14	1964	2006	I	
E15	1964	2006	I	
E16	1966	2006	I	
E17	1966	2007	II	
E18	1967	2007	II	
E19	1967	2007	II	
E20	1967	2007	II	
E21	1967	2006	I	
E22	1967	2007	I	
E23	1970	2006	I	
E24	1971	2007	II	
E25	1972	2006	I	
E26	1972	2006	I	
E27	1970	2006	II	Risultato 2009
E28	1971	2006	IV	Manutenzione 2009
E29	1996	2006	II	
F1	1956	2006	I	
F2	1956	2006	II	Risultato 2009
F3	1956	2006	I	Manutenzione 2009
F4	1956	2006	Risultato dopo 2 anni	CIAET
F5	1956	2006	I	
H1	1958	2007	I	
H2	1957	2006	I	
H3	1957	2007	I	
H4	1957	2007	II	
H5	1956	2007	II	
H6	1967	2006	III	Risultato 2009
H7	1967	2007	IV	Manutenzione I semestre 2009
L7	1954	2006	I	
L8	1956	2006	I	
L9	1956	2007	II	
L10	1958	2006	II	Risultato 2009
L11	1958	2006	II	Risultato 2009
L12	1958	-	-	Serbatoio d'acqua
L15	1967	2006	I	
L16	1967	2006	Risultato dopo 2 anni	CIAET
L17	1967	2005	I	
M2	1955	-	-	Vuoto
M6	1955	-	-	Vuoto
M7	1955	2006	III	Risultato 2009
M8	1955	2006	II	
M11	1955	2006	Risultato dopo 2 anni	CIAET
M12	1955	-	-	Fondo carico ispezionabile esternamente
M13	1955	-	-	Fondo carico ispezionabile esternamente
S1	1955	-	-	Piccoli serbatoi d'aria tiepida
S2	1955	-	-	Piccoli serbatoi d'aria tiepida
S3	1955	-	-	Manutenzione I semestre 2009
S6	1955	-	-	Manutenzione 2008 (nessuna evidenza)
S7	1955	-	-	Manutenzione I semestre 2009
1*	-	-	-	Bonificato fuori servizio
2*	-	-	-	Bonificato fuori servizio
3*	-	-	-	Serbatoio d'acqua



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anno)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
a				Beriffante fuori servizio
b				Beriffante fuori servizio
c				Serbatoio d'acqua
d				Serbatoio d'acqua
e				Serbatoio d'acqua

\* Serbatoi Area Ec-Deposito

Tutti i serbatoi di Raffineria sono dotati di indicatori in continuo di livello, di allarmi di alto e altissimo livello collegati al sistema di controllo DCS della sala operativa. Per i serbatoi di grezzo, l'allarme di altissimo livello è realizzato con sistema indipendente dall'alto livello e riportato nella sala operativa. Questi sistemi hanno lo scopo di evitare il sovra-riempimento dei serbatoi evitando la contaminazione dei bacini di contenimento.

Inoltre è in corso la sostituzione di tutti i rilevatori di livello dei serbatoi con livelli radar ad alta affidabilità.

### 4.5. CONSUMI IDRICI

Il Gestore dichiara che i fabbisogni idrici di Raffineria, per la realizzazione del suo ciclo produttivo, comprendono i seguenti utilizzi:

- acqua per l'alimentazione delle caldaie della Centrale Termoelettrica (CTE), che produce vapore destinato agli usi tecnologici ed energia elettrica (l'acqua destinata al reintegro del ciclo vapore viene demineralizzata nell'impianto DEMI associato alla CTE);
- acqua destinata al sistema guardie idrauliche delle fiaccole;
- acqua per il reintegro della frazione evaporata durante il raffreddamento nelle torri evaporative e del blow-down di torre;
- acqua per il reintegro delle perdite di processo;
- acqua per la rete antincendio.

Il Gestore dichiara che i suddetti fabbisogni sono soddisfatti tramite prelievi da n. 10 pozzi ubicati nell'area di compendio della Raffineria. La concessione alla derivazione dai suddetti pozzi stabilisce un prelievo massimo complessivo pari a 0,95 moduli di acqua. Il Gestore dichiara che annualmente vengono effettuate prove di portata dei pozzi, rilevando il livello statico, quello dinamico raggiunto alle varie portate e l'eventuale limite del trascinarsi di sabbia. Ciò permette di evidenziare possibili variazioni della quota piezometrica ed avere un monitoraggio sulle condizioni del pozzo.

Il Gestore dichiara che la Raffineria preleva inoltre:

- acqua per gli usi civili dall'acquedotto comunale;
- acqua per la rete antincendio dal corso d'acqua superficiale Colatore Morbasco. La concessione alla derivazione stabilisce un prelievo massimo complessivo pari a 0,95 moduli di acqua.

Nella tabella successiva sono riportati i consumi di acqua per il periodo 2003-2006 dichiarati dal Gestore.

Prelievo	Utilizzo	2003	2004	2005	2006
----------	----------	------	------	------	------



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

Acqua prelevata dai pozzi	Acqua di processo	1.419.113	1.147.868	1.036.512	1.382.013
	Acqua di raffreddamento	638.092	568.852	578.205	580.531
Acqua prelevata dall'acquedotto	Acqua ad uso civile	28.540	36.956	62.707	66.678
Totale acqua prelevata		2.085.745	1.753.676	1.677.424	2.029.222

#### 4.6. ASPETTI ENERGETICI

L'energia termica ed elettrica necessaria ai processi di Raffineria viene prodotta dai forni associati alle varie unità produttive e dalla Centrale Termoelettrica (CTE), che utilizzano come combustibili fuel oil e fuel gas.

La produzione di energia elettrica della CTE non copre l'intero fabbisogno della Raffineria: è prevista, quindi, un'integrazione con collegamento alla rete elettrica nazionale a 132 kV, ridotta a 15 kV, in una sottostazione interna e successivamente ridotta a 6 kV nelle cabine dislocate in Raffineria. Gli impianti di produzione (Topping 2, Visbreaking, ISO2, Ultraformer 2, Diesel Oil Ultrafiner) ed i servizi ausiliari vengono sempre alimentati con energia elettrica di produzione Tamoil, a maggiore garanzia di una continuità di esercizio.

Il vapore viene prodotto sia dalla Centrale Termica che da delle caldaie associate agli impianti CCR, Visbreaker, Ultrafiner 2 ed impianti zolfo e non viene esportato ma riutilizzato interamente all'interno della Raffineria.

La Raffineria utilizza 3 tipologie di combustibili differenti, l'olio combustibile ed il fuel gas, entrambe prodotte direttamente dalla Raffineria durante il processo di raffinazione del Grezzo ed il metano che può essere approvvigionato dalla rete tramite una rete dedicata.

La Raffineria utilizza i combustibili, con un rapporto del consumo annuale di olio combustibile sul totale dei combustibili bruciati, riferiti alla massima capacità produttiva, così definiti:

Impianto	Rapporto (%)*
Visbreaker	40,5
Crude Unit	46,1
Topping 2	23,7
ISO 1	37,8
ISO 2	0
IPSORB	0
CCR	2
Ultraformer 2	0
Diesel Oil Ultrafiner	3,1
HDS	0
CDW	0
CTE	51,2
Postbruciatore	0



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

Totale	31,1

\* Valori indicativi e non vincolanti ai fini dell'esercizio degli impianti e della CTE.

#### **4.7. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA**

Gli effluenti di Raffineria, successivamente al trattamento nell'impianto di depurazione sono scaricati nel Fiume Po, mediante un punto di scarico denominato 1S.

Le acque reflue generate dalle attività produttive della Raffineria, dalle operazioni di movimentazione e stoccaggio e le acque piovane sono raccolte mediante tre distinte reti idriche ed inviate all'impianto trattamento reflui, presente in Raffineria. In particolare:

Le acque meteoriche di dilavamento di 2a pioggia, i drenaggi dei bacini di contenimento del parco serbatoi, gli scarichi igienico-sanitari preventivamente trattati in fosse biologiche, gli sfiori del bacino acque di recupero (ubicato presso la CTE), gli scarichi refrigeranti da impianti di processo e lo scarico pensiline della ferrovia (1.500 m<sup>2</sup>) sono convogliati nella rete di raccolta acque bianche. I suddetti reflui sono inviati all'impianto di disoleazione. L'olio stratificato in superficie viene recuperato mentre i restanti reflui vengono inviati all'impianto di trattamento biologico ed infine al sedimentatore;

I reflui derivanti dalle guardie idrauliche e dai polmoni delle fiaccole, i drenaggi dei serbatoi del grezzo, lo scarico dei desalificatori del grezzo (preventivamente trattato nel serbatoio di S6 di accumulo e decantazione primaria), le acque delle vasche di lavaggio scambiatori, le acque di scarico dagli impianti, le acque di dilavamento di prima pioggia, preventivamente segregate in un serbatoio di stoccaggio, sono convogliati nella rete di raccolta acque oleose. I suddetti reflui sono inviati all'impianto di disoleazione, in cui l'olio stratificato in superficie viene recuperato; i reflui disoleati vengono, successivamente, inviati ad una sezione di filtrazione, quindi alla sezione di trattamento biologico ed infine al sedimentatore;

I reflui provenienti dalla rigenerazione delle resine scambiatrici dell'impianto DEMI dopo omogeneizzazione e neutralizzazione, i blow down delle torri di raffreddamento CTE, l'acqua di controllavaggio dei filtri a sabbia dei circuiti acqua di torre, gli scarichi da ISO2 (scrubber lavaggio gas con soda), gli scarichi da CCR (sezione lavaggio gas con soda) sono convogliati nella rete e quindi nelle vasche di raccolta acque acide.

I reflui in uscita dagli impianti di trattamento vengono, infine, accumulati in una vasca in terra, denominata "laguna", che ne permette il riutilizzo e poi, per mezzo di una stazione di sollevamento, scaricati nel fiume Po attraverso un unico punto di scarico (1S), previo lagunaggio. Parte delle acque depurate può, invece, essere riutilizzata ai fini di riserva antincendio e va quindi ad integrare la rete di Raffineria.

I pozzetti di campionamento e controllo sono così disposti:

- per la fogna bianca unita alla fogna oleosa, pozzetto identificato con la lettera A, posto a valle del sedimentatore, prima del convogliamento delle acque in laguna;
- per la fogna acida, un unico pozzetto identificato con la lettera B, posto a valle della seconda vasca di raccolta acque acide.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

Nella seguente tabella si riportano i volumi di acqua scaricati nel Fiume Po nel periodo 2003-2006.

*Volumi di Acque Scaricate nel Fiume Po nel Periodo 2003-2006 (Valori espressi in m<sup>3</sup>/anno)*

Punti di scarico	Volumi Scaricati			
	Anno 2003	Anno 2004	Anno 2005	Anno 2006
Punto di Scarico 15	1.280.490	1.446.566	1.582.696	1.459.219

Nell'ipotesi di capacità produttiva si riportano gli scarichi idrici prodotti dalla Raffineria suddivisi per la provenienza da acque acide e acque bianche/oleose.

*Scarichi Idrici alla Capacità Produttiva*

Tipologia	Fonte	Quantità
Acque Bianche	Acque Meteoriche	300.000
	Condense	576.830
	Desalter e drenaggio	212.141
	Altri	400.000
	<b>Totale</b>	<b>1.488.971</b>
Acque Acide/Oleose	Rigenerazioni CTE	60.000
	Lav. Filtro torre	7.000
	Filtri sabbia deni	20.000
	Blow down torri cte	95.000
	Blow down torri impianti	200.000
	<b>Totale</b>	<b>382.000</b>
<b>Totale Complessivo</b>	-	<b>1870971</b>

Gli scarichi della Raffineria sono definiti nello schema seguente:

Pozzetto ufficiale	Tipologia acque scaricate	Autorizzazione
"A"	Acqua fogna oleosa e bianca	D.D. n. 907 del 20/12/05 e
"B"	Acque acide centrale CTE	D.D. n. 25 del 17.1.2007

#### **4.8. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA**

Le attività di Raffineria generano due tipologie di emissioni: emissioni convogliate ed emissioni diffuse/fuggitive.

##### Emissioni Convogliate

I combustibili attualmente consumati dalla Raffineria di Cremona per la produzione di energia termica negli impianti di processo sono:

- fuel gas di Raffineria (gas combustibile);
- fuel oil di Raffineria (olio combustibile).

I due combustibili autoprodotti dalla Raffineria sono caratterizzati da un tenore di Zolfo (< 0,1% in peso per il fuel gas e < 1% in peso nel fuel oil). I combustibili alimentano i diversi forni degli



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

impianti di processo. Alcuni forni sono alimentati esclusivamente a fuel gas, mentre altri forni sono alimentati attraverso una miscela dei due combustibili, privilegiando comunque il consumo di fuel gas rispetto al fuel oil.

La combustione nei forni di processo genera emissioni in atmosfera convogliate attraverso n. 10 camini, le cui caratteristiche e le unità di provenienza sono così come specificate nelle tabelle successive.

### Emissioni in Atmosfera di Tipo Convogliato - Caratteristiche dei Camini

Camino	Dispositivo di Provenienza	Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )
E1	Le emissioni provengono dal Forno di Riscaldamento dell'Unità Crude Unit (CDU)	49	7,55
E2	Le emissioni provengono dal Forno denominato FR-300 associato all'impianto Topping 2	49	1,43
E3	Il camino convoglia le emissioni provenienti dai forni dell'impianto di Desolfurazione Catalitica Distillati Medi (DOUF) e dai Forni 02 - F101 dell'Impianto di Isomerizzazione Totale della Benzina ISO2	50	3,14
E4 <sup>(1)</sup>	Il camino convoglia le emissioni provenienti dall'Unità Ultraformer 2	50	6,88
E5	Il camino convoglia le emissioni provenienti dall'Unità di Adsorbimento IPSORB (a servizio di entrambi gli impianti di isomerizzazione, ISO1 e ISO2) e delle emissioni provenienti dall'unità ISO1	46	2,14
E6	Il camino convoglia le emissioni derivanti dalla rigenerazione del catalizzatore dell'unità CCR e dalla combustione che avviene nei 7 forni di processo, associati alla suddetta unità.	75	4,64
E7	Il camino convoglia le emissioni provenienti dal forno associato all'impianto di Visbreaking e dal forno Post-combustore (F902)	60	3,30
E8	Il camino convoglia le emissioni provenienti dal forno (GF1) associato all'impianto di Desolfurazione Catalitica del Gasolio (HDS) e quelle provenienti da camino associato all'unità del Catalitic Dewaxing	60	0,71
E9	Il camino convoglia le emissioni che provengono dal Forno denominato FR-301 associato all'impianto Topping 2	29	0,87
E10	Il camino convoglia le emissioni che provengono dalle 3 caldaie che costituiscono l'attuale CTE.	50	3,60

Note:

(1) L'impianto UFE2 sezione di desolfurazione e di riforma è esercito per circa 12 giorni/anno. L'impianto Ultraformer 2 viene utilizzato, infatti, solo quando l'impianto CCR è fermo per manutenzione.

### Caratteristiche dei camini - Portata alla massima capacità produttiva (scheda B.7.2)

CAMINO	Portata Nm <sup>3</sup> /h	CAMINO	Portata Nm <sup>3</sup> /h
E1	55.270	E6	56.387
E2	13.617	E7	53.923
E3	9.171	E8	18.614
E4	15.935	E9	5.499
E5	21.942	E10	89.966

Per i parametri biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), monossido di carbonio (CO) e polveri, sono riportate le emissioni convogliate, in termini di flussi di massa e concentrazioni medie



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

mensili. Dei dati riportati nella tabella seguente si riportano quelli relativi all'anno 2008 che tengono conto di una serie di interventi di adeguamento già implementati dal Gestore.

### Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2008

Mese	SO <sub>2</sub>		NOx		CO		Polveri	
	[t]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]
Gennaio	171,1	803,9	64,8	304,7	3,2	15,0	2,7	12,8
Febbraio	129,7	744,5	53,7	286,0	2,8	15,2	2,5	12,1
Marzo	141,6	752,0	52,7	280,1	2,7	14,4	2,2	11,4
Aprile	128,9	688,6	56,9	282,0	2,9	14,5	2,3	11,4
Maggio	104,5	549,5	49,2	259,4	2,8	14,8	2,2	11,4
Giugno	75,7	464,9	38,6	237,2	2,4	14,9	1,8	11,1
Luglio	57,2	353,1	28,6	237,9	2,4	14,7	1,7	10,6
Agosto	58,7	325,7	46,0	254,9	2,6	14,3	1,9	10,6
Settembre	27,7	306,1	22,6	249,7	1,3	14,2	1,0	11,2
Ottobre	122,1	1022,5	28,8	241,2	1,8	15,3	1,5	12,2
Novembre	156,3	999,6	41,6	266,1	2,3	14,6	1,8	11,8
Dicembre	190,8	957,4	55,7	279,3	2,9	14,7	2,4	11,9
Totale anno	1384	675	549	268	30,2	147	23,9	11,7

Il Gestore ha presentato tre scenari emissivi alla massima capacità produttiva:

- scenario 2003, che riporta il quadro emissivo relativo agli impianti presenti in Raffineria al 2003;
- scenario attuale: che riporta il quadro emissivo relativo ai progetti facenti parte della richiesta di AIA già implementati (SWS gas a Zolfo<sub>2</sub>, Autoil 2, fuel swap, LowNOx burners sugli impianti Visbreaker, Crude Unit1 e Topping 2);
- scenario futuro: che riporta il quadro emissivo relativo a tutti i progetti facenti parte della richiesta di AIA, sia quelli già implementati (scenario attuale) che quelli non ancora implementati (TGTU).

### Scenari Emissivi alla Massima Capacità Produttiva

Scenario	SO <sub>2</sub>		NOx		CO*		Polveri	
	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]
2003	3.558	1.114	1.073	355	365	124	140	44,18
Attuale	2.709	670	1.004	323	383	123	136	43,59
Futuro	2.509	607	1.004	323	393	123	136	43,63

\*Si precisa che per il CO i fattori di emissione sono particolarmente sovrastimati e molto diversi dalla realtà. A dimostrazione di ciò, si segnala che per esperienza in campo le analisi semestrali sui forni e le caldaie di Raffineria non rilevano CO nei fumi.

Inoltre, si riporta una simulazione di emissione mensile relativa ad un realistico caso di fermata parziale di alcuni impianti; in particolare, lo scenario corrisponde alla seguente situazione:

- fermata dell'impianto CCR;
- riduzione della produzione, con fermata del Topping 2;
- fermata degli impianti di desolforazione e delle Isomerizzazioni (ISO1, ISO2, IPSORB, DOUF, CDW, HDS, UF2);
- parziale riduzione del carico al postcombustore, a causa delle fermate di cui sopra.
- Tenuti in marcia solo il Crude Unit, il VB, la CTE, le fiaccole ed il postcombustore.



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

*Scenari Emissivi Base (Dicembre 2008) e Realistico di Fermata Parziale*

Scenario	SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		CO		Polveri	
	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]	[t/a]	[mg/Nm <sup>3</sup> ]
Dicembre 2008	190,8	937	55,7	279	2,9	15	2,4	12
Fermata parziale	168,9	1.401	42,3	351	2,3	19	2,3	19

Inoltre si riportano i valori dei fattori di emissione (t/Mt di greggio) calcolati considerando i limiti in flusso di massa degli inquinanti su base annua definiti come ante-operam, post-operam e ante 1990 nel DEC VIA 895 del 17/09/2008;

Parametro	Scenario* ante-operam (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva ante-operam	Scenario* post-operam (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva post-operam	Scenario* ante-1990 (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva ante-1990
SO <sub>2</sub>	2.013	402,6	1.221	244,2	1.061,98	212,4
NO <sub>x</sub>	687	137,4	638	127,6	509,03	101,8
Polveri	72	14,4	67	13,4	56,67	11,3
CO	32	6,4	32	6,4	21,51	4,3

\* definiti come post operam, ante operam e ante 1990 nel DEC VIA 895 del 17/09/2008

### Emissioni poco significative

In raffineria, oltre a quanto dichiarato nella schede B 6, esistono altre fonti di emissione non soggette ad autorizzazione in quanto poco significative ai sensi degli articoli 269, comma 14, e 272, commi 1 e 2, nonché alla parte I dell'Allegato IV alla parte V del D.Lgs. 152/06 (così come modificato dal D.L.gs 4/08:

- n. 13 sfiati dell' impianto di aspirazione delle cappe del Laboratorio chimico;
- n. 1 sfiato del motore per la determinazione del numero di ottani ubicato nel Laboratorio chimico;
- n. 4 vent delle cabine di analisi del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni;
- n. 1 generatore diesel di emergenza avente potenza di targa di 2.5 MW;
- n. 1 motopompa da 500 m<sup>3</sup>/h di alimentazione dell'impianto antincendio di Raffineria azionata da motore diesel;
- n. 2 sfiati del sistema di abbattimento dei vapori dei percolatori dell'impianto di trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi dello sbarramento della barriera idraulica;
- n. 2 sfiati del sistema di aspirazione a protezione e sicurezza delle postazioni di lavoro dell'officina meccanica;
- valvole di respiro dei serbatoi a tetto fisso e GPL;
- valvole di sicurezza della frazionatrice dell'impianto Crude Unit.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**4.9. EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA**

La tabella seguente riporta la stima delle emissioni non convogliate di VOC, per gli anni dal 2004 al 2008 dichiarate dal Gestore.

*Stima delle Emissioni non Convogliate di VOC - Anni 2004-2008*

Anno	Emissioni totali [t]	Emissioni sul lavoratore [%]
2004	1469	0,0355
2005	1239	0,0365
2006	286	0,0099
2007	374	0,0099
2008	292	0,0094

I valori relativi agli anni 2004 e 2005 sono stati ottenuti attraverso un calcolo conservativo delle emissioni da processo (0,03% del lavoratore), utilizzando metodologie EPA e Concawe; i valori relativi agli anni 2006, 2007 e 2008 tengono conto dell'implementazione del sistema LDAR.

In merito alle emissioni non convogliate di VOC, si ha che: il sistema LDAR agisce sulle emissioni da processo, che nel 2008 sono state pari a 150,675 t e la restante quota di emissioni VOC, per arrivare alle 292 t complessive, è rappresentata dalle emissioni di serbatoi, vasche API, caricamento.

**4.10. RIFIUTI**

La produzione di rifiuti è correlata a tutte le attività principali che si svolgono in Raffineria ed in particolare:

- alle fasi di processo;
- agli interventi di manutenzione;
- al funzionamento dei servizi ausiliari.

Nella Raffineria sono presenti quattro aree di deposito temporaneo:

- Area A: in cui sono stoccati rifiuti pericolosi e non pericolosi. L'area contiene rifiuti non pericolosi (es. metallo, legno, cavi elettrici, imballaggi misti, fusti e imballaggi vuoti non contaminati, apparecchiature elettriche e elettroniche, ecc.) e rifiuti pericolosi (es. lana minerale, fusti e imballaggi vuoti e contaminati, lampade al neon). L'area è pavimentata con cordonatura di contenimento, collettata al sistema fognario di raffineria e recintata.
- Area B: in cui sono stoccati rifiuti pericolosi ( olii esausti, filtri e batterie al piombo esaurite). L'area è pavimentata con cordonatura di contenimento, collettata al sistema fognario di raffineria e recintata.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Area C: rifiuti pericolosi (es. catalizzatori, rifiuti pericolosi da manutenzione impianti e attrezzature, soluzione acquose contenenti sostanze pericolose, ecc.). L'area è pavimentata con cordonatura di contenimento, collettata al sistema fognario di raffineria e recintata con pareti e copertura fissa.
- Area rifiuti D: rifiuti pericolosi (es. rifiuti pericolo da manutenzione impianti e attrezzature) e non pericolosi (es. soluzioni acquose non contenenti sostanze pericolose, terre e rocce non contenenti sostanze pericolose). L'area è pavimentata con cordonatura di contenimento, collettata al sistema fognario di raffineria e recintata con pareti e copertura fissa.

Sono inoltre presenti all'interno del sito i seguenti contenitori per la raccolta dei rifiuti assimilabili agli urbani:

- contenitori per la raccolta di toner e cartucce stampanti esaurite;
- contenitori per la raccolta del vetro;
- bidoni per la raccolta della carta e cartone;
- bidoni per la raccolta di lattine d'alluminio;
- bidoni per la raccolta delle pile esauste.

Nella tabella successiva si riportano le tipologie di rifiuti prodotti in Raffineria e le stime delle quantità producibili con riferimento alla capacità produttiva dichiarate dal Gestore, non vincolante ai fini dell'esercizio del deposito temporaneo.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

*Stima dei Rifiuti Prodotti alla Capacità Prodotti*

Tipologia di Rifiuto	Fase di Riferimento	Codice CER	Quantità (Kg)	Destinazione
Sali e loro soluzioni	Varie	060314	1.080	Smaltimento
Soluzioni acquose di lavaggio	Varie	120301	30.260	Smaltimento
Imballaggi in legno	Varie	150103	40.910	Recupero
Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione	Varie	170904	7.600	Recupero/smaltimento
Resine e scambio ionico saturate o esaurite	Fasi 7	190905	11.680	Smaltimento
Altri catrami	Fasi 4	050108	94.160	smaltimento
Toner esauriti	Fasi 6	060316	99	Recupero
Materiali ferrosi	Varie	120102	6.720	Recupero
Scarti di olio minerale per motori	Fasi 6	150205	12.070	Recupero
Imballaggi in plastica	Varie	150102	2.710	Smaltimento
Imballaggi in materiali misti	Varie	150106	43.506	Smaltimento
Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminanti di tali sostanze	Varie	150110	10.016	Smaltimento
Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi	Manutenzione	150303	17	Smaltimento
Filtri dell'olio	Varie	160107	520	Smaltimento
Trasformatori e condensatori contenenti PCB	Fasi 5, Fasi 7	160209	12.400	Smaltimento
Apparecchiature fuori uso, Catalizzatori esauriti contenenti oro, argento, renio, rodio, palladio, iridio o platino	Varie	160214	620	Smaltimento/recupero
Catalizzatori esauriti contenenti metalli di transizione pericolosi o composti di metalli di transizione pericolosi	Fase 5	160801	94.101	Recupero
Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche	Fasi 5	160902	4.340	Recupero
Ferro e acciaio	Fase 1, Fase 5	161106	4.040	Smaltimento
Terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Tutte	170405	72.200	Recupero
Materiali isolanti	Varie	170503	3.960	Smaltimento
Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezione	Varie	170504	6.420	Smaltimento
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Fasi 6	160103	40	Smaltimento
	Varie	200121	330	Smaltimento

La lista dei CER dei rifiuti indicati non è vincolante ai fini dell'esercizio del deposito temporaneo.

#### **4.11. RUMORE E VIBRAZIONI**

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica garantisce il rispetto dei limiti previsti al perimetro dello Stabilimento e presso i ricettori, in accordo a quanto stabilito dalla normativa vigente.

La relazione del tecnico competente, datata luglio 2008, prodotta dal gestore in sede di integrazioni riporta la seguente conclusione " non si evidenzia nessun superamento dei limiti vigenti."



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

**4.12. SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE**

Al momento, nell'ambito dell'istruttoria di AIA in corso, sono stati portati solo elementi conoscitivi al riguardo, visto che le problematiche relative alla messa in sicurezza e bonifica saranno seguite in un iter istruttorio disgiunto dall'AIA.

**4.13. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO**

Dall'analisi della documentazione analizzata non si evidenziano ulteriori criticità oltre a quanto esposto.

**5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE**

**5.1. INTRODUZIONE**

L'insediamento Tamoil Raffinazione S.p.A. è ubicato nel Comune di Cremona, in area a destinazione industriale dal 1950 adiacente al centro urbano, e prossima all'argine maestro del fiume Po, al terrazzo fluviale boscoso che sovrasta la Roggia Morbasco, ed al Canale Milano Cremona.

La zonizzazione comunale del PRG Cremona, nell'intorno dell'impianto individua aree a destinazione residenziale (circa 500 m), aree commerciali/artigianali, sportivo ricreative (tra cui il circolo canottieri dell'area golendale) e terreni a prevalente uso agricolo. Completano la texture le infrastrutture stradali della S.P.10, la S.S. n. 234 (Lodi - Pavia), la tangenziale est e l'interscambio ferroviario industriale e la linea ferroviaria Cremona Piacenza (c.a. 500 m.).

**5.2. ARIA**

Il Piano Regionale per il Risanamento e la Tutela della Qualità dell'aria<sup>1</sup> (D.G.R. del 28/06/2004) classifica il comune di Cremona come *Area Critica (AI-Agglomerati urbani)*, ovvero aree per le quali emerge una consolidata situazione di superamento dei limiti posti dal D.M.60/02.

Le criticità evidenziate sono ascrivibili ai valori del **PM10** (medie giornaliere ed annue con valori maggiori del VL+MDT), di **NO<sub>2</sub>** (valori superiori al limite della media annua) e dell'**O<sub>3</sub>**.

**5.3. ACQUA**

Il territorio comunale di Cremona, in base alla zonizzazione della vulnerabilità dei suoli da nitrati di origine agricola (D.lgs 152/99) proposta dal *Programma di Tutela ed Uso delle Acque (PTUA)*, è classificato come zona di vulnerabile.

Lo stato qualitativo dei corpi idrici sotterranei denunciato dal piano è classificato *particolare*, lo stato quantitativo è in *Classe B- impatto antropico ridotto*.

Localmente sono presenti fenomeni di inquinamento della falda più superficiale e della seconda falda, derivanti da siti inquinati: in particolare, si rilevano casi di contaminazione da idrocarburi, che riguardano la falda freatica ma in maniera circoscritta alla sola porzione superficiale. Nonché

<sup>1</sup> Zonizzazione del territorio regionale ai sensi della D.G.R. 6501/2001, successivamente aggiornata con delibera n.5290/2007.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

concentrazioni eccedenti i valori limite relative a benzene, etilbenzene, toluene, xileni, manganese e ferro.

Sul territorio comunale il PAI del Po (DPCM 24/05/01) evidenzia la presenza di rischio di esondazione, mentre il PSFF (DPCM24/07/98) individua una Fascia C come (Area di inondazione per piena catastrofica).

Il Comune di Cremona risulta, altresì, soggetto firmatario dell'*Accordo per lo svolgimento di attività finalizzate allo sviluppo ed alla sicurezza delle comunità della media valle del Po*.

#### **5.4. SUOLO E SOTTOSUOLO**

L'area dell'impianto è incluso nell'area idrografica del fiume Po ed insiste su un'area composta da depositi sabbiosi-argillosi con poca ghiaia e permeabilità medio/bassa, e con falda acquifera molto superficiale (1.50-5.20 m dal piano campagna). Quest'ultima caratteristica, unita allo studio dei deflussi, comporta che in condizioni di portata normale il Po costituisce da drenante sulla falda, mentre in condizioni di piena è il fiume ad alimentare la falda.

Il modello concettuale del sottosuolo dello stabilimento di proprietà Tamoil Raffinazione presenta una schematizzazione con acquifero superficiale freatico, potente circa 20 m e avente spessore saturo pari a circa 10-15 m. Inferiormente, è presente un secondo acquifero, separato dal superficiale da un orizzonte limoso - argilloso a bassa permeabilità della potenza di circa 2 m.

Nel marzo 2001 il sito della raffineria è inserita nell'anagrafe dei Siti da Bonificare ed è soggetta al disposto del D.M.471/99, per contaminazione del terreno da idrocarburi, e delle acque da benzene, edilbenzene, toluene, ferro e manganese<sup>2</sup>.

Dopo l'accertamento dello stato di contaminazione presente in sito, la Tamoil ha presentato, nell'aprile 2001, il *Piano di Caratterizzazione della Raffineria*.

A questo, a seguito dell'evidenza di idrocarburi eccedenti i limiti di legge nelle acque sotterranee delle aree esterne (indagini agosto 2005-gennaio 2006), è seguito il *Programma esecutivo attività di messa in sicurezza delle acque di falda* del marzo 2006, che prevede:

- allestimento ed avvio sistemi di emungimento della falda superficiale da due piezometri esistenti nel ex Deposito Tamoil Italia, approvato nella CdS dell'aprile 2006 ed immediatamente avviato;
- realizzazione di un sistema full scale di sbarramento idraulico (barriera idraulica), che a seguito di prove idrogeologiche per il dimensionamento di base della barriera idraulica su tutto il fronte della raffineria (giugno 2006) e la predisposizione dello Studio di Fattibilità con modello matematico di flusso (CdS marzo 2007), ha portato alla redazione del *Progetto Definitivo della barriera idraulica* (CdS agosto 2007).

La barriera idraulica di pozzi è stata progettata secondo un modello preliminare di flusso, che ha dimostrato che una barriera costituita da 15 pozzi, una volta installata e portata a regime di esercizio, sarebbe stata in grado di garantire il contenimento della falda acquifera superficiale contaminata lungo il confine di valle idrogeologico della Raffineria di Cremona.

La progettazione dello sbarramento idraulico è inoltre stata sottoposta alla valutazione di fattibilità da parte dell'Agenzia Interregionale del fiume Po (AIPO), che ha approvato il progetto (nulla osta del 1 agosto 2007, protocollo n°2696) subordinatamente all'osservanza, tra le altre, della seguente

<sup>2</sup> Estratto dal Decreto di VIA Regionale n.805 del gennaio 2006 (All.23).



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

condizione “in caso di Piena del fiume Po, la cessazione degli emungimenti dovrà essere sospesa al raggiungimento della quota idrometrica di 34,34 (+0,00 all'idrometro) m. s.l.m. nella stazione di Cremona; ..omissis.. A tale proposito rimane impregiudicata la facoltà di questo Ufficio di ordinare la sospensione delle captazioni in qualsiasi momento a garanzia della salvaguardia della difesa idraulica del fiume Po, sempre in dipendenza dell'occorrenza di eventi di piena.”

Il Piano di Caratterizzazione della Raffineria, definito ai sensi del D.Lgs. 152/06, è stato recentemente approvato nell'ambito della Conferenza dei Servizi del 16 luglio 2008, e le attività di caratterizzazione iniziate nell'ottobre 2008, si sono concluse nell'aprile 2009.

Nell'ambito della stessa CdS è stato anche approvato il Progetto di *Avviamento, gestione e monitoraggio della barriera idraulica*, che ha previsto prove idrauliche, monitoraggi e rilievi freatici periodici della falda, finalizzati alla definizione di un modello geologico ed idrogeologico specifico del sito in esame, e per la creazione di un modello di flusso matematico.

### 5.5. RUMORE E VIBRAZIONI

Il Piano di zonizzazione acustica 2006 del Comune di Cremona individua l'area dello stabilimento in Classe VI – area esclusivamente industriale del DPCM 14/11/97 (70 dB diurni-70 dB notturni), intorno alla quale sono ricavate fasce di decadimento di Classe V- Aree prevalentemente industriali (70 dB diurni-60 dB notturni), di Classe IV - Aree di intensa attività umana (65 dB diurni-55 dB notturni) ed Aree di tipo misto in Classe III (60 dB diurni-50 dB notturni).

In merito alla caratterizzazione acustica della zona, nel maggio 2008, è stata condotta una campagna di rilevazioni che ha tenuto conto dei presidi esistenti, potenzialmente in grado di contribuire significativamente sul contesto ambientale.

Le rilevazioni effettuate all'interno dell'insediamento sono raggruppabili in due tipologie distinte in funzione della loro distanza dagli impianti Tamoil:

- punti al confine interno dell'insediamento industriale, confrontati con i valori limite di emissione della classe di azionamento del sito industriale;
- punti nelle aree circostanti l'insediamento, confrontati con i valori limite di immissione della classe in cui essi ricadono.

I superamenti dei limiti riferiti al periodo notturno derivano dalla consistente presenza di traffico veicolare, e confermano che l'area nelle direzioni Nord Est e Sud dell'area di studio, dove sono inseriti i recettori sensibili adiacenti all'insediamento, è caratterizzata da una situazione acustica, compatibile con l'attribuzione alla Classe IV.

Sostanzialmente l'impatto Tamoil rimane sensibile anche all'esterno del sito industriale, ma non si evidenzia nessun superamento dei limiti vigenti.

### 5.6. AREE SOGGETTE A VINCOLO

Il sistema paesistico ambientale dell'area del sito industriale, vista anche la presenza degli ambiti fluviali del Po, è di sicuro interesse per la consistente presenza di parchi naturali, riserve e monumenti naturali.

L'area protetta più prossima alla raffineria, circa 2 km, è il Parco Locale di Interesse Sovracomunale (PLIS) Parco del Po e del Morbasco (DGR 44588/99; D.G.P 548/03), che occupa una porzione del territorio rivierasco di Gerre de' Caprioli, un comune situato sulla sponda sinistra del Fiume Po. La conformazione topografica è caratterizzata da superfici subpianeggianti



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

leggermente degradanti verso l'alveo del Fiume Po e verso sud-est, in cui è presente una fitta rete idrografica secondaria particolarmente sviluppata, rappresentata soprattutto da canali di bonifica. In un raggio di 5 km dall'area di insediamento industriale sono presenti anche la Zona di protezione speciale di Spinadesco (IT20A0501) ed il Sito di Interesse Comunitario di Spiaggioni di Spinadesco (IT20A0016).

L'analisi su ampia scala evidenzia, inoltre, la presenza delle aree:

- SIC IT20A0401 Bosco Ronchetti (c.a.15 km in direzione Sud-Est);
- Parco Regionale Adda Sud, distante (c.a.8 km in direzione Est);
- Monumento naturale Bodrio delle Gerre (c.a. 9 km in direzione Sud);
- Monumento naturale Bodrio della Ca' de' Gatti (circa 16 km in direzione Sud-Est);
- Monumento naturale Bodrio della Cascina Margherita (c.a. 18 km in direzione Sud-Est).

Il Piano territoriale di coordinamento provinciale individua l'area della Raffineria come Area di salvaguardia per la riduzione dei rischi tecnologici in un ambito reso particolarmente sensibile dalla presenza di aree di tutela soggette a regime vincolistico dettato dalla normativa nazionale, ovvero corsi d'acqua naturali (Fiume Po; Roggia Morbasco) e artificiali (Canale Milano-Cremona), bellezze d'insieme e sponde del Po (D.Lgs.490/99), rete ecologica provinciale

Infine il Piano Territoriale Paesistico Regionale(DGR 1338/93 e s.m.i.) traccia all'interno dell'area indagata, l'unità di paesaggio della *Fascia Fluviale del Fiume Po* ad una distanza di circa 200 m. dalla raffineria, per la quale è stato avviato un progetto di tutela denominato "*ProgettoPo*" ( DGR n. 2816 del 30 dicembre 1998) finalizzato alla valorizzazione della regione fluviale del Po.

## **6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA**

In sede di Domanda di AIA al 30/06/2006, Scheda C, il Gestore ha presentato il programma degli interventi di adeguamento dell'impianto per il quale richiede l'AIA. Tale programma è stato integrato ed aggiornato nell'ambito della documentazione integrativa inviata successivamente nell'ottobre 2008. Su richiesta del Gruppo istruttore il Gestore ha inviato a maggio 2009 una ulteriore documentazione integrativa nel quale viene aggiornato il programma degli interventi realizzati e da realizzare per il quale viene richiesta l'AIA.

Gli interventi di adeguamento che sono stati già realizzati e che quindi fanno parte del nuovo assetto impiantistico già in essere, sono:

- Convogliamento dei gas da Sour Water Stripper ad impianto Recupero Zolfo;
- Installazione di bruciatori Low NOx sui forni di Visbreaker, Crude Unit1 e Topping 2;
- Fuel swap;
- Sistema di monitoraggio continuo;
- Realizzazione sistema LDAR;
- Progetto Autoil 2;
- Sistema di Gestione Ambientale.

I progetti Fuel swap e Sistema di Gestione Ambientale sono da intendersi in progress.  
Il progetto di adeguamento "Realizzazione di Nuovo Impianto TGTU" è appena iniziato.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

Di seguito si riportano gli interventi proposti dal Gestore così come dichiarati nella documentazione integrativa del maggio 2009.

Progetto Autoil 2

Il progetto riguarda interventi di modifica di impianti esistenti che consistono nel potenziamento del grado di desolforazione dei carburanti prodotti, finalizzato all'ottemperanza delle prescrizioni previste dalla Direttiva Comunitaria 98/70/CE, recepita a livello nazionale dal DPCM 434/2000.

Le modifiche riguardano essenzialmente l'aggiunta di nuovi reattori a parità di temperatura di reazione e che non viene in alcun modo aumentata la produzione di benzina e di gasolio, in quanto si modifica solo la qualità del prodotto finito.

Il progetto ha ottenuto la Compatibilità Ambientale con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali in data 17/09/2008. Le modifiche per tragguardare le nuove specifiche di produzione sono relative a:

- Diene Saturation Unit (DSU: processo di conversione selettiva delle di olefine contenute nella benzina a monoolefine);
- Ultrafiner 2 - sezione di desolforazione dell'impianto Ultraformer 2 (UF2: processo di Reforming semirigenerativo della benzina);
- Gasoli HDS (GOHDS: processo di desolforazione dei gasoli);
- Diesel Oil Ultrafiner (DOUF: processo di desolforazione dei distillati medi);
- Catalytic Dewaxing (CDW: processo di desolforazione ed eliminazione delle paraffine dai gasoli pesanti).

Il progetto Autoil 2 consiste in:

- DSU: inserimento di un nuovo reattore in serie all'esistente con un catalizzatore di conversione selettiva dello Zolfo e saturazione delle diolefine.
- UF2: realizzazione di modifiche per consentire l'utilizzo della sezione di desolforazione in modo indipendente dalla sezione di riforma dell'impianto stesso con aggiunta di alcune pompe, scambiatori di calore e sostituzione del catalizzatore in modo da garantire maggiore efficienza di desolforazione.
- HDS: inserimento di un nuovo reattore in serie all'esistente; entrambi i reattori verranno poi caricati con catalizzatori in grado di garantire una maggiore efficienza di desolforazione.
- CDW: sostituzione dell'esistente reattore con uno di maggiore capacità che verrà poi caricato con catalizzatori in grado di garantire una maggiore efficienza di desolforazione. L'esistente reattore dell'impianto CDW sarà utilizzato e spostato nell'impianto DOUF.
- DOUF: sostituzione di uno dei due reattori dell'impianto con quello proveniente dal CDW e sostituzione del catalizzatore in grado di garantire una maggiore efficienza di desolforazione.

Il progetto è stato completato nel marzo 2009.

Convogliamento dei Gas da Sour Water Stripper ad Impianto Recupero Zolfo

Una quota significativa delle emissioni complessive di ossidi di Zolfo della Raffineria proviene dall'impianto di trattamento delle acque acide (Sour Water Stripper, in seguito abbreviato SWS); tale impianto produce un gas acido, ricco di idrogeno solforato e ammoniaca.

Il progetto ha previsto la sostituzione della camera di combustione dell'impianto di Recupero Zolfo al fine di renderla adatta a trattare il gas dell'impianto SWS e la realizzazione del sistema di



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

trasferimento del gas dall'impianto SWS all'impianto di Recupero Zolfo (Sulphur Recovery Unit, di seguito abbreviato SRU).

Attualmente l'impianto SRU tratta il gas acido proveniente dalla rigenerazione delle ammine usate per l'assorbimento dei gas acidi di processo.

Il progetto è stato completato nell'aprile 2008.

### Installazione di Bruciatori Low NOx

Dal 2003, anno di riferimento della domanda AIA, sono stati installati bruciatori Low- NOX sui forni delle seguenti unità:

- Crude Unit (nel 2004): il progetto ha previsto la sostituzione di n. 48 bruciatori a combustione mista olio/gas;
- Topping 2 – Forno FR301 (nel 2005): il progetto ha previsto la sostituzione di n. 4 bruciatori a combustione mista olio/gas;
- Visbreaker (nel 2008): il progetto ha previsto la sostituzione di n. 24 bruciatori a combustione mista olio/gas installati sul forno di processo (low-noise, low- NOX).

### Fuel Swap

In ottemperanza a quanto riportato nelle prescrizioni del Decreto di Compatibilità Ambientale relativo al progetto Autoil 2, al fine di bilanciare gli incrementi di emissioni legati al progetto, la Raffineria dovrà ridurre di 4.000 t/anno i consumi interni di olio combustibile, sostituendoli con l'equivalente calorico (circa 3.000 t/anno) di gas naturale (intervento di mitigazione "fuel swap").

Per realizzare quanto prescritto il Gestore dichiara che si è scelto di operare quanto segue:

- azzerare i consumi di olio combustibile dell'unità CCR;
- azzerare i consumi di olio combustibile del forno FR-301 dell'unità Topping 2;
- minimizzare il consumo di olio combustibile del forno 4F1 dell'unità Iso 1.

Inoltre, per esigenze di gestione del processo, tale assetto impiantistico può subire variazioni, pur garantendo il rispetto della prescrizione.

Sono attesi benefici ambientali in termini di riduzione annua delle emissioni di macro e dei micro inquinanti.

### Sistema di Monitoraggio Continuo

Il progetto SME (Sistema di Monitoraggio delle Emissioni) prevede il monitoraggio in continuo delle emissioni dei macroinquinanti (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO) dai camini dei grandi impianti di combustione (pari complessivamente a più dell'80% della potenza termica) della Raffineria tramite analizzatori a camino.

Inoltre, per quanto riguarda le emissioni degli altri impianti, incluso le fiaccole, il monitoraggio in continuo verrà effettuato tramite bilancio di massa per l'SO<sub>2</sub> e tramite fattori di emissione per i restanti inquinanti.

### Realizzazione Sistema LDAR



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

La Raffineria a partire dal 2006 ha avviato il programma LDAR (Leak Detection and Repair) per il controllo, la quantificazione e la riduzione delle emissioni fuggitive.

La procedura LDAR è stata qualificata come MTD nel BREFS (BAT Reference Documents). L'azione di riparazione del componente in divergenza emissiva è l'elemento fondante della strategia di riduzione delle emissioni. Per avviare l'azione correttiva il componente deve essere rilevato oltre una soglia di rispetto, identificata per la Raffineria in 10.000 ppmv. Al termine dell'ispezione eseguita secondo la procedura EPA Method 21 (protocollo EPA 453/95) con un FID (Flare Ionization Detector) le sorgenti ispezionate oltre soglia saranno sottoposte ad azione correttiva di riparazione compatibilmente con le esigenze di processo.

L'attività condotta nel corso del triennio 2006-08 presso la Raffineria ha permesso di porre sotto sorveglianza il 100% delle sorgenti delle unità di produzione, il cui monitoraggio rientra nella procedura LDAR. LDAR è un processo ciclico.

#### Sistema di Gestione Ambientale

E' stato avviato il Sistema di Gestione Ambientale definendo ruoli e responsabilità, politica ambientale, la documentazione di sistema, la formazione.

La Raffineria si è posta l'obiettivo dell'ottenimento della certificazione ISO 14001 entro la fine del 2009.

#### Realizzazione di Nuovo Impianto TGTU

L'attuale performance degli impianti di recupero Zolfo, conformemente alle autorizzazioni rilasciate, è pari al 96%.

Il Gestore intende realizzare interventi che consentano di raggiungere conversioni maggiori attraverso un impianto di trattamento dei gas di coda dell'impianto Zolfo, denominato TGTU, che consentirà di raggiungere una conversione di almeno il 99,5%.

Il Gestore dichiara che il progetto, dovendo tener conto dei programmi futuri della Raffineria, ha subito una ridefinizione delle tempistiche realizzative.

La scelta del processo è stata effettuata; e che è in corso la scelta della società di ingegneria per l'effettuazione del "basic design" dell'impianto.

La realizzazione è prevista entro il 2012.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

## **7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC**

### **7.1. INTRODUZIONE**

Di seguito, sulla base dell'assetto impiantistico oggetto della domanda di AIA, viene riportata una analisi sintetica riguardante la rispondenza dell'impianto ai criteri IPPC.

### **7.2. USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA**

L'energia termica ed elettrica necessaria ai processi di Raffineria viene prodotta dai forni associati alle varie unità produttive e dalla Centrale Termoelettrica (CTE), che utilizzano come combustibili fuel oil, fuel gas e gas naturale.

La produzione di energia elettrica della CTE non copre l'intero fabbisogno della Raffineria: è prevista, quindi, un'integrazione con collegamento alla rete elettrica nazionale a 132 kV, ridotta a 15 kV, in una sottostazione interna e successivamente ridotta a 6 kV nelle cabine dislocate in Raffineria.

Il vapore viene prodotto sia dalla Centrale Termica che da delle caldaie associate agli impianti CCR, Visbreaker ed Ultrafiner 2/Ultraformer2 e impianti Zolfo.

### **7.3. UTILIZZO DI MATERIE PRIME**

Gli interventi proposti non comporteranno variazioni nei consumi di materie prime. Per quanto riguarda il consumo di combustibili il Gestore dichiara che il progetto Autoil 2 comporta un incremento del combustibile fuel gas per il forno UF2 di 1.490 t/anno sulla capacità reale mentre il progetto Fuel swap comporta una riduzione di fuel-oil (circa 4000 t/a) compensato da un incremento di fuel gas (circa 3000 t/a).

### **7.4. ARIA**

Il progetto di fuel swap comporta una riduzione delle emissioni atmosferiche di SO<sub>2</sub> (73,1 t/anno), NO<sub>x</sub> (17,4 t/anno) e polveri (4,9 t/anno); comporta anche un aumento delle emissioni di CO (4,6 t/anno).

L'installazione di Low NO<sub>x</sub> burners comporta una riduzione annua delle emissioni (alla capacità produttiva) di NO<sub>x</sub>:

- Crude Unit: 40,9 t/anno
- T2 FR301: 3,1 t/anno
- Visbreaker: 34,1 t/anno

Con la realizzazione dell'impianto TGTU si avrà una riduzione delle emissioni di ossidi di zolfo di circa 200 t/anno, pari a circa 8% delle emissioni complessive.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

**7.5. ACQUA**

I reflui scaricati rispettano i limiti imposti dalla Tabella 3, Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs. 152/06 e che i pozzetti di campionamento e controllo sono così disposti:

- per la fogna bianca unita alla fogna oleosa, pozzetto identificato con la lettera A, posto a valle del sedimentatore, prima del convogliamento delle acque in laguna;
- per la fogna acida, un unico pozzetto identificato con la lettera B, posto a valle della seconda vasca di raccolta acque acide.

**7.6. RIFIUTI**

Il progetto Autoil 2 provoca un incremento di catalizzatori da smaltire con recupero dei metalli pari a 41 t/anno da impianti HDS, CDW e DOUF.

L'impianto TGTU prevederà una produzione di catalizzatori esauriti con invio a rigenerazione o smaltimento per un quantitativo variabile (20/100 ton anno in funzione dello zolfo prodotto).

**7.7. RUMORE**

Il Gestore dichiara che la progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce il rispetto dei limiti previsti al perimetro dello Stabilimento e presso i ricettori, in accordo a quanto stabilito dalla normativa vigente.

**7.8. SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE**

Il Piano di Caratterizzazione della Raffineria, definito ai sensi del D.Lgs. 152/06, è stato recentemente approvato nell'ambito della Conferenza dei Servizi del 16 luglio 2008, e le attività di caratterizzazione iniziate nell'ottobre 2008, si sono concluse nell'aprile 2009.

**7.9. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO**

Dalla documentazione presentata non si evidenziano altre fonti d'inquinamento oltre a quelle già indicate.

**7.10. ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ**

Non si hanno evidenze circa la previsione da parte del Gestore di un piano di bonifica e ripristino ambientale, al termine del periodo di vita della Raffineria, al fine di annullare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni naturali.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

## 8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base:

- a) delle **dichiarazioni fatte del gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni: *B (dati e notizie sull'impianto attuale)* ed *E (Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piani di monitoraggio)*;
- b) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- c) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;

motiva le proprie scelte prescrittive considerando che:

- è opportuno correlare l'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico in modo tale da garantire, anche successivamente, i più elevati livelli di protezione dell'ambiente che le migliori tecnologie via via disponibili permetteranno di conseguire in futuro, attraverso l'istituto del periodico rinnovo, nel rispetto della direttiva IPPC 96/91/CE;
- nel fissare i Valori Limiti alle Emissioni (bolla di raffineria) si è tenuto conto dei valori dei fattori di emissione (t/Mt di greggio) calcolati considerando i limiti in flusso di massa degli inquinanti su base annua definiti nel DEC VIA 895 del 17/09/2008;
- nel fissare i Valori Limiti alle Emissioni transitori (bolla di raffineria) per il parametro SO<sub>2</sub> si è tenuto conto del fatto che, a seguito dell'istallazione dell'imp. TGTU (2012), si avrà una riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub>.

Pertanto il **GI della commissione IPPC, come descritto in premessa, propone all'Autorità Competente** di procedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni del piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

## **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 per gli inquinanti di seguito riportati.

Si precisa che i VLE e le prescrizioni definite in questo parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D. Lgs 59/05. Restano ovviamente valide le norme settoriali pertinenti, tra le quali quelle del D.Lgs 152/06.

### **9.1. CAPACITÀ PRODUTTIVA**

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva di 5.000.000 t/a, tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'AC, ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'AC.

### **9.2. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME**

In merito all'approvvigionamento di materie prime ed ausiliarie, sostanze e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti sistemi e misure:

- precauzione affinché materiale liquido e solido di materie prime (gasolio, oli lubrificanti, ipoclorito di sodio, acido cloridrico, soda caustica, cloruro ferrico, prodotti alcalinizzanti, anticorrosivi, antincrostante, deossigenante) possano essere trascinati al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
- i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità adeguata al tipologia di combustibile utilizzato e alla capacità stoccata.
- registrazione su base mensile del consumo dei combustibili utilizzati (OCD, Fuel Gas e Gas Naturale).

Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.

Il Gestore è inoltre autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate in sede di domanda di AIA e necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

Il Gestore dovrà redigere ed inviare all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo un report mensile relativamente alla quantità e qualità dei combustibili utilizzati.

### 9.3. EMISSIONI IN ARIA

#### 9.3.1. EMISSIONI CONVOGLIATE

Nel seguito sono riportate i Valori limite alle Emissioni e prescrizioni per le emissioni convogliate in aria per l'intero complesso di raffineria.

##### Raffineria (bolla)

Parametro	Limite autorizzato mg/Nm <sup>3</sup>	Prestazione MTD mg/Nm <sup>3</sup>	Prestazione 2008 <sup>3</sup> mg/Nm <sup>3</sup>	Prestazione e max cap. mg/Nm <sup>3</sup>	Limite AIA Fino a 24 mesi dall'AIA mg/Nm <sup>3</sup>	Limite AIA a partire da 24 mesi dall'AIA mg/Nm <sup>3</sup>
NOx	500	250-450	268	323	350	300
SO2	1700	800-1200	675	870	1.000	800
Polveri	80	30-50	11,7	44	50	40
CO	250	100-150	14,7	123	150	150
COV	300	20-50	-	-	20	20
H2S	5	3-5	-	-	5	3
NH3 e composti a base cloro	30	20-30	-	-	20	20

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, su base mensile, degli impianti dell'intera raffineria, escludendo le emissioni nelle ore di avvio e arresto per manutenzione e/o malfunzionamenti. I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno per essi previsto. Le concentrazioni e le portate vanno riferite ai gas secchi.

- Per tutti gli altri inquinanti di pertinenza del proprio ciclo produttivo il Gestore è comunque tenuto al rispetto dei limiti normativi previsti dal D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato I, Parte IV, Sezione I, Paragrafi 1.2, 1.3 e 1.4, relativi ai Valori di Emissione e Prescrizioni relativi alle raffinerie.

I valori limite di emissione (bolla di raffineria) si considerano rispettati se durante un anno civile:

- nessun valore medio mensile supera i pertinenti valori limite di emissione, e
- il 97% di tutte le medie giornaliere non supera il 125% il valore limite per il biossido di zolfo.

<sup>3</sup> Dato dichiarato dal Gestore al 2008 calcolato attraverso una media delle concentrazioni medie mensili.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Nei periodi di fermata parziale della Raffineria, tali da comportare obbligatoriamente una variazione del rapporto dei combustibili bruciati rispetto a quelli dichiarati alla massima capacità produttiva (rapporto OCD su totale Combustibili bruciati > 40%), non vanno applicati i limiti in concentrazione, definiti nella tabella precedente, ma i limiti in flusso di massa su base mensile, così definiti:

Parametro	Limite dal rilascio AIA (t/mese)	Limite A partire da 24 mesi dall'AIA (t/mese)
SO <sub>2</sub>	190	150
NO <sub>x</sub>	65	55
Polveri	10	7
CO	8	5

Le % OCD/altri combustibili devono essere calcolate sulla base dei poteri calorifici dei combustibili utilizzati.

Nel caso di utilizzo di OCD > 40% il Gestore dovrà presentare all'AC una relazione contenente le motivazioni per le quali non è stato possibile utilizzare fuel gas o gas naturale.

I limiti su base giornaliera non si applicano nei periodi di fermate parziali della Raffineria.

- Valori limite dei flussi in massa calcolati su base annuale,:

Parametro	Limite* dal rilascio AIA (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva dall'AIA	Limite* A partire da 24 mesi dall'AIA (t/a)	Fattore di emissione (t/Mt di greggio) alla capacità produttiva
SO <sub>2</sub>	1.221	244,2	1.062	212,4
NO <sub>x</sub>	638	127,6	509	101,8
Polveri	67	13,4	57	11,4
CO	32	6,4	22	4,4

\* definiti nel DEC VIA 895 del 17/09/2008

Gli SME dovranno rispettare i criteri stabiliti dai provvedimenti regionali di settore in vigore e di prossima emanazione; in particolare dovranno entrare a far parte della Rete SME regionale in fase di predisposizione ai sensi della legge regionale n.24/2006 solo gli impianti termici soggetti ai sensi della DGR n. 1352 10/02/2010.

- I camini le cui emissioni inquinanti in aria sono da intendersi autorizzate e pertanto – essi e solo essi - rientrano nel calcolo di bolla sono quelli siglati da E1 a E10 le cui caratteristiche sono riportate nelle Schede B6 della domanda di AIA.

- In caso di fermata programmata o di disservizio degli impianti di lavaggio gas acidi e di recupero zolfo, si deve:



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

- comunicare all'Autorità di Controllo e al sindaco l'interruzione;
- riavviare gli impianti nel più breve tempo possibile;
- in previsione di un'interruzione superiore a 12 ore e il superamento dei valori limite di qualità dell'aria, intervenire sugli impianti in modo da ridurre le emissioni di SO<sub>2</sub>;
- una riduzione di capacità di questi impianti, deve comportare un adeguamento di quelli che producono H<sub>2</sub>S;
- nei periodi di disservizio di questi impianti, l' H<sub>2</sub>S prodotta non si deve bruciare in torcia ma nei forni, ovvero attenersi al SGA;
- escludere le emissioni di SO<sub>2</sub> nei periodi di disservizio di questi impianti dal calcolo della bolla di raffineria.

### Centrale termoelettrica

- le emissioni dal camino della centrale devono rispettare puntualmente i valori limite di cui all'Allegato II alla parte V del D. Lgs. 152/06. Trattandosi di impianti multi combustibile che utilizzano fuel gas in mix con altri combustibili, in deroga alla procedura di calcolo di cui al punto 3.2 della parte I dell'allegato II alla parte quinta del D. Lgs. 152/2006, i limiti di emissione fissati sono individuati ai sensi del punto 3.3 della medesima parte I dell'allegato II, purché l'energia prodotta sia utilizzata per i propri consumi. Ai fini della verifica del rispetto dei limiti del combustibile determinante si prescrive la registrazione delle potenze termiche fornite da ciascun combustibile utilizzato secondo quanto previsto dal PMC.
- nel caso in cui venga meno uno degli elementi presupposti nella deroga, il Gestore dovrà darne immediata comunicazione all'autorità di controllo e applicare la procedura di cui al punto 3.2 della parte I dell'allegato II alla parte quinta del D. Lgs. 152/2006.
- Si prescrive che entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore dovrà presentare un progetto per l'adeguamento alle BAT della Centrale termoelettrica; da realizzare entro 24 mesi dal rilascio dell'AIA medesima, pena la decadenza del provvedimento limitatamente all'esercizio della Centrale.

### Unità TGTU

Si prescrive che a far data dal 01/01/2012 per il trattamento dei gas di coda, la resa complessiva di conversione H<sub>2</sub>S --> S degli impianti di recupero zolfo deve essere  $\geq 99.5\%$  e a valle del post combustore catalitico dei gas di coda deve essere garantita una concentrazione minima residua di H<sub>2</sub>S  $< 5$  mg/Nmc.

### Torce di stabilimento

- Si prescrive al Gestore di esercire i due sistemi di torcia presenti in raffineria senza generare emissioni visibili (fumo). Inoltre si prescrive che le torce debbano essere dotate di misuratore di flusso e peso molecolare del gas in ingresso, qualora non ancora presente, e deve essere effettuata in continuo la misura.
- Si prescrive inoltre che entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore definisca, di concerto con l'Ente di controllo, una quantità giornaliera di gas inviata in torcia superata la quale il Gestore deve;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- ricercare la causa ed i fattori che hanno contribuito a tale evento;
- adottare le necessarie misure per evitare il ripetersi dell'evento;
- riportare all'Autorità competente e all'Ente di controllo, entro 60 gg dall'evento, la quantità di gas inviata in torcia in condizioni di emergenza, la durata della stessa, le cause dell'evento e le misure adottate per evitare il ripetersi dello stesso.

Monitoraggio in continuo delle emissioni

- I punti di emissione E1, E4, E5, E6, E7, E8, E10, corrispondenti ad impianti termici di potenza nominale superiore a 15 MWt entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA devono essere dotati di un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (S.M.E.) di caratteristiche conformi a quanto previsto dal D.D.G. Regione Lombardia 3563/1997; i criteri e le procedure di gestione, controllo e verifica dello S.M.E., conformi alle norme statali e regionali di settore, devono essere riportate nello specifico Manuale di gestione, da redigere a cura del Gestore in conformità alla Procedura Generale predisposta da ARPA Lombardia "PG.AR. 012.A01.REV.00". I risultati del monitoraggio dovranno essere registrati su file elettronico e cartaceo e faranno parte del report periodico che il Gestore invierà all'Autorità di controllo secondo le frequenze e le modalità specificate nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato all'AIA.

- Il Gestore, entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà definire, attraverso uno specifico accordo con ARPA Lombardia, la rete di monitoraggio della qualità dell'aria, che prevederà l'installazione di almeno 1 nuova centralina di rilevamento, attrezzata degli idonei analizzatori, ovvero l'adeguamento delle tre esistenti. Ogni centralina dovrà rilevare almeno i seguenti parametri: SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, BTX; dovrà inoltre permettere lo svolgimento di analisi di speciazione e deposizione delle polveri. Gli oneri per la realizzazione e la gestione della rete di monitoraggio della qualità dell'aria sono a carico del Gestore.

### **9.3.2. EMISSIONI NON CONVOGLIATE**

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

- Il Gestore dovrà presentare all'Autorità di Controllo una proposta di campagna di monitoraggio dell'area ambiente utilizzando campionatori diffusi; modalità e periodicità di svolgimento delle campagne dovranno essere concordate e approvate dall'Autorità di Controllo; le campagne dovranno iniziare entro un anno dal rilascio dell'AIA.

Monitoraggio odori

- Si prescrive di far obbligo di implementare entro sei mesi dal rilascio dell'AIA un programma di monitoraggio degli odori per la stima, il controllo e l'analisi dell'impatto olfattivo indotto dai processi produttivi secondo una procedura articolata nelle seguente fasi:

- Speciazione emissioni odorogene
- Campionamento
- Analisi chimica
- Parametri caratterizzanti l'emissione odorigena
- Odor threshold/Odor unit



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Valutazione dell'impatto olfattivo

- A seguito dell'implementazione del programma di monitoraggio e valutazione degli odori si prescrive al Gestore una contestuale analisi tecnica dei possibili interventi di mitigazione degli impatti olfattivi.

- Qualora non venga attuato il progetto CUP, nel quale è previsto il convogliamento delle emissioni dalle valvole di sicurezza della frazionatrice dell'impianto Crude Unit, tale intervento dovrà essere attuato comunque e non oltre il 2012.

Programma LDAR

- Dando seguito a quanto proposto dallo stesso Gestore, si prescrive di implementare un programma di Leak Detection and Repair secondo i protocolli EPA su tutti i componenti accessibili (pompe, compressori, valvole, scambiatori, flange, connettori) in tutte le unità di raffineria che possono essere oggetto di emissioni fuggitive di COV.

Si prescrive inoltre di fissare a 10000 ppmv la soglia emissiva limite sopra la quale si dovrà procedere alla riparazione dei componenti che perdono all'interfaccia dell'accoppiamento.

Per raggiungere gli obiettivi del programma LDAR si prescrive che venga eseguito il monitoraggio con la frequenza indicata nella successiva tabella. I tempi di intervento e la modalità di registrazione dei risultati, sia del monitoraggio che dei tempi di riparazione, sono indicati nel PMC.

- Un dettagliato programma, comprendente i protocolli di ispezione e intervento, dovrà essere trasmesso all'Autorità di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali. Il programma dovrà comunque essere messo in atto operativamente entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA.

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

- 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.

- In merito ai tempi di intervento si precisa che le riparazioni tecnicamente non eseguibili ad impianto in marcia potranno essere effettuate alla prima fermata programmata dell'impianto.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

**9.4. EMISSIONI IN ACQUA**

- Si prescrive che lo scarico in acque superficiali, delle acque reflue provenienti dagli impianti della raffineria, sia autorizzato nel rispetto dei valori limite definiti dalla normativa settoriale D.Lgs. 152/06 e successive modificazioni e integrazioni (tab. III, all.V, parte III, in acque superficiali) nei punti di campionamento identificati con i pozzetti:

Pozzetto	Tipologia acque scaricate
"A"	Acqua fogna oleosa e bianca
"B"	Acque acide centrale CTE

- Inoltre si prescrivono valori limiti per i seguenti parametri:

Inquinante / Parametro	Limite
MTBE	≤ 0,1 mg/l
Azoto totale	≤ 20 mg/l
Vanadio	≤ 1 mg/l
Benzene	≤ 0,05 mg/l
Toluene	≤ 0,05 mg/l
Xilene	≤ 0,05 mg/l
AOX	≤ 0,1 mg/l

- Gli scarichi, inoltre, dovranno essere conformi alle prescrizioni del piano di tutela delle acque della Regione Lombardia, approvato con Delibera della Giunta Regionale n. 2244 del 29/03/06, con riferimento alla qualità del corpo ricettore, con particolare riferimento all'obiettivo di riduzione delle sostanze pericolose Cadmio, Cromo, Mercurio, Nichel e Piombo

- Considerato che il citato Piano di Tutela delle acque evidenzia, per il tratto del fiume Po' interessato dal recapito degli scarichi della raffineria, criticità per i parametri mercurio, piombo, nichel e cadmio, si definiscono i seguenti limiti emissivi:

Parametro	Limite
Piombo	<0,1 mg/L
Mercurio	<0,0025 mg/L
Nichel	<1,0 mg/L
Cadmio	<0,01 mg/L
Cromo totale	<1,0 mg/L

Tali limiti corrispondono al 50% dei limiti previsti in tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del Dlgs. 152/06.

- Si prescrive inoltre che vengano rispettate le seguenti prescrizioni di completamento ai valori limite di emissione di cui sopra:

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;



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

2. i pozzetti A e B devono essere dotati di auto campionatore sigillabile;
3. 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";
4. 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;
5. 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;
6. 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;
7. il Gestore deve garantire l'integrità dei sigilli posti sulle saracinesche posizionate, in corrispondenza dei seguenti punti: 1) troppo-pieno presente alla vasca di mandata al sedimentatore; 2) collegamento dalla tubazione Ø 12" proveniente dall'impianto biologico verso la stazione di sollevamento; 3) collegamento tra la vasca di raccolta fogna bianca biologicamente non trattata ed il condotto allo scarico forzato a fiume; 4) paratia che separa i reflui della fogna bianca non ancora trattata dall'impianto biologico dai reflui della stessa linea bianca già trattati (ed in uscita dal sedimentatore), prima dell'ingresso in laguna.

- Relativamente al consumo della risorsa idrica, si prescrive al Gestore di redigere, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un studio di fattibilità per il riutilizzo delle acque reflue.

### **9.5 GESTIONE SERBATOI E PIPE-WAY**

- Si prescrive di presentare all'AC, al comune di Cremona, alla Provincia di Cremona e ad Arpa Lombardia, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA,

- un piano di installazione dei doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburici che tenga conto della capacità dei singolo serbatoio, del grado di corrosione dello stesso e della pericolosità delle sostanze stoccate;
- Per i serbatoi classificati, relativamente al rischio corrosione, in classe III e IV, il Gestore dovrà comunicare all'Arpa Lombardia la data di effettuazione dei controlli o verifiche, con un preavviso di 15 giorni, al fine di consentire all'Agenzia di poter effettuare gli opportuni riscontri circa la corrispondenza tra i risultati dei controlli non distruttivi e il reale stato di corrosione dei serbatoi;
- un piano per il monitoraggio sullo stato delle principali pipe-way di stabilimento.

- Nel report periodico 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



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

indicati (e di volta in volta aggiornati in un elenco e in planimetria) i serbatoi che alla data di trasmissione del report:

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

Nel report periodico dovranno essere inoltre indicate in elenco e in planimetria le pipe-way già dotate di pavimentazione e quelle che ne saranno oggetto nei successivi 8 semestri.

- In aggiunta ed in considerazione della criticità ambientale in termini di contaminazione del suolo determinato dagli stoccaggi di raffineria, si prescrive 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 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 eventualmente effettuate antecedentemente 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.

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

- Per quanto riguarda i serbatoi interrati presenti in raffineria il Gestore dovrà effettuare prove di tenuta idraulica dell'intercapedine.

## **9.6 EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI**

- Per quanto riguarda l'inquinamento acustico non devono essere superati i valori attualmente previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale.

- Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore deve porre in atto adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Il gestore deve comunque effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza indicata nel Piano di Monitoraggio e controllo. Le campagne di misura del rumore dovranno essere effettuate con tutti gli impianti di raffineria in funzione e a pieno regime.

### **9.7 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.
- Per quanto riguarda le acque sotterranee, il Gestore deve individuare, in conformità con quanto stabilito in sede di procedura per la bonifica del sito inquinato sottostante la raffineria, l'ubicazione di idonei punti rappresentativi nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda con piezometri. La eventuale collocazione dei nuovi piezometri deve essere disposta dall'Autorità Competente in materia di bonifica dei siti inquinati.
- Il Gestore dovrà avviare, entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA, un monitoraggio qualitativo di tutte le falde interessate dai pozzi aziendali, le cui modalità dovranno essere concordate con l'Autorità di Controllo.

### **9.8 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 che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.
- Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

Deposito temporaneo



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione. In particolare:
- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
  - lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
  - ciascun area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
  - 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 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.



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

- Nell'effettuare il deposito temporaneo il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Il gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.

### **9.9 PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI**

- In considerazione di possibili miglioramenti delle prestazioni ambientali dell'impianto, si consiglia il gestore di adottare un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e la certificazione secondo il regolamento EMAS per tutta la durata dell'AIA, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti incidentali verso l'ambiente di prodotti inquinanti.
- Il lavaggio dei scambiatori di calore dovrà essere eseguito in area confinata, in modo tale da non disperdere emissioni in ambiente (aria e suolo).

### **9.10 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, all'Ente di Controllo, alla provincia, al comune e all'ARPA Lombardia secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

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

A tal proposito si considera, 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, alla Provincia, al Comune e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

- In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha



## Commissione Istruttoria IPPC Parere Istruttorio Raffineria Tamoil di Cremona

l'obbligo di comunicazione immediata scritta (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 in atmosfera, 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.

### **9.11 DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI**

- Il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto relativo alla dismissione dell'intero impianto un anno prima del termine del suo ciclo di vita. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dalle norme in materia di bonifica dei siti inquinati.

## **10 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI**

- 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, in particolare il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 17/09/2008 n. 895 di giudizio favorevole di compatibilità ambientale del progetto denominato Autoil 2.

- Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

- Per quanto non esplicitamente riportato nel decreto AIA si fa riferimento alla normativa di settore.

## **11 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, di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze, 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.



**Commissione Istruttoria IPPC  
Parere Istruttorio  
Raffineria Tamoil di Cremona**

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.

## **12 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

- In virtù dell'art. 5, comma 14 del D.Lgs. n° 59/05 vengono sostituite le seguenti autorizzazioni:

### Aria

- Delibera della Giunta Regionale n. 41406/99 per l'autorizzazione alla continuazione dell'impianto esistente art. 12 del DPR 203/88.
- Delibera n. 21282 Regione Lombardia 09 GIU.1987;
- Deliberazione n. 607 Regione Lombardia 01 OTT.1990;
- Delibera n. 46895 Regione Lombardia 30 DIC.1993;
- Delibera n. 55809 Regione Lombardia 03 AGO.1994;
- Delibera n. 08218 Regione Lombardia 19 GEN.1996;

### Acqua

- Decreto Provincia di Cremona n. 907 del 20/12/2005 prot. n. 239344;
- Decreto Provincia di Cremona n. 25 del 17/01/2007 prot n. 8754

## **13 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 non ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, non registrandolo al contempo ai sensi del regolamento 761/2001/CE (EMAS), l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni. 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:



**Commissione Istruttoria IPPC**  
**Parere Istruttorio**  
**Raffineria Tamoil di Cremona**

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

## **14 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 per l'impianto "TAMOIL SPA – Raffineria di Cremona".

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 e attraverso la compilazione dell'applicativo web denominato AIDA gestito da ARPA Lombardia 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. Ove necessario, per gli impianti esistenti, 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.



## **PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

<b>GESTORE</b>	<b>TAMOIL RAFFINAZIONE</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>CREMONA (CR)</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>15/04/2010</b>
<b>NUMERO TOTALE DI PAGINE</b>	<b>45</b>



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

## **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 (D. Lgs. 81/2008).

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

## **APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME**

### **Consumi/Utilizzi di materie prime**

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

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

<b>Tipologia</b>	<b>Metodo misura</b>	<b>UM</b>	<b>Frequenza autocontrollo</b>	<b>Modalità di registrazione dei controlli</b>
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	Bolla di consegna al magazzino	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	Tonn	Giornaliera	



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

	CTE		
Gasolio	Contatori su singoli utenze	Tonn	Giornaliera
Fuel oil	Contatori su singoli forni di processo e CTE	Tonn	Giornaliera

In assenza di un sistema di contatori del consumo di combustibili sulle singole utenze il Gestore può prevedere, in prima applicazione, la misura dei singoli flussi di combustibile aggregati per sorgenti, come da piano di monitoraggio per le emissioni di CO<sub>2</sub>, effettuando invece un calcolo o una stima dei consumi dei diversi combustibili sulle singole utenze. In ogni caso il Gestore deve presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA un idoneo piano di fattibilità delle misure sulle singole utenze da attuare entro i termini di validità dell'AIA.

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.

## Consumi idrici

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

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

**Tabella 2 Consumi idrici:**

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

## Consumi energetici

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

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

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

## Bilancio dello zolfo

Sulla base dei monitoraggi effettuati si deve registrare, con cadenza mensile, il bilancio di massa (input vs output) dello zolfo dell'intera raffineria e delle singole unità di processo 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.



**MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ARIA**

**Emissioni dai camini e prescrizioni di monitoraggio relative**

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

- Camino E1
- Camino E2
- Camino E3
- Camino E4
- Camino E5
- Camino E6
- Camino E7
- Camino E8
- Camino E9
- Camino E10

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), delle emissioni in massa mensili e annue, del VLE puntuale al camino E10.

**Tabella 4 Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai camini di raffineria**

<b>Inquinante/ Parametro</b>	<b>Punto di emissione</b>	<b>Tipo di monitoraggio</b>	<b>Metodi e std riferimento</b>
SO2 NOx (come NO2) CO Ossigeno Temperatura <i>Entro 12 mesi dall'AIA:</i> PTS Portata	Camino E1 Camino E4 Camino E6 Camino E7 Camino E10 <i>Entro 12 mesi dall'AIA:</i> Camino E5 Camino E8	Continuo	NDIR NDIR NDIR Paramagnetico Termocoppia  Opacimetro Pressione differenziale
Potenze termiche fornite da ciascun combustibile	Camino E10 (CTE)	Continuo	Misure di portata e calcolo
O2 CO Regolaz. aria/comb	Tutti i forni > 6 MWt	Continuo	DGR 19/10/2001 n. VII/6501
SO2 NOx (come NO2) CO PTS Ossigeno	Tutti	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Tempertaura Portata			Laboratorio certificato
Arsenico Cadmio Rame Mercurio Nichel Piombo Selenio Zinco Vanadio PM10 IPA Ossigeno Tempertaura Portata	Tutti	Periodico (annuale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate  Laboratorio certificato
H2S Resa di conversione	TGTU in ingresso TGTU in uscita	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate  Laboratorio certificato
Benzene HC totali Efficienza rimozione	Unità Recupero Vapori	Periodico (semestrale)	Rif. § Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate  Laboratorio certificato

Prima verifica con l'Ente di controllo della fattibilità e modalità di monitoraggio, si richiede durante la rigenerazione del catalizzatore delle unità di reforming catalitico il controllo della presenza di diossine (PCDD/PCDF) attraverso il campionamento e analisi del gas di rigenerazione nel punto di prelievo idoneo.

Come indicato nel Parere istruttorio, i sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni dovranno rispettare i criteri stabiliti dai provvedimenti regionali di settore e di prossima emanazione; in particolare dovranno entrare a far parte della Rete SME regionale in fase di predisposizione ai sensi della legge regionale n. 24/2006.

Altre indicazioni:



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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.

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

Un dettagliato programma di LDAR, comprendente i protocolli di ispezione e intervento, dovrà essere trasmesso all'Autorità di controllo entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA ed andrà aggiornato a cura del Gestore in funzione di modifiche impiantistiche e/o gestionali. Il gestore deve mettere in atto il programma di LDAR entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA e del presente piano di monitoraggio e controllo contenente almeno i seguenti elementi:

- 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;



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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<sub>volume</sub> espressi come CH<sub>4</sub>) superiore a quanto indicato nella seguente tabella e determinata con il metodo US EPA 21:

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

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

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

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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

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

In aggiunta a quanto sopra, come indicato nel Parere istruttorio, il Gestore dovrà presentare all'Ente di controllo una proposta di campagna di monitoraggio dell'area ambiente utilizzando campionatori diffusi concordando con esso le modalità e la periodicità di svolgimento delle campagne che dovranno iniziare entro un anno dal rilascio dell'AIA.

### 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



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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

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

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

La composizione del gas avviato alla torcia può essere determinata campionando sia manualmente sia strumentalmente. La composizione del gas è estremamente variabile ed il campione deve essere preso nel momento in cui il flusso di gas inviato alla torcia si incrementa sensibilmente dal valore nullo. Un incremento del flusso sopra una certa "soglia" può essere utilizzato come avvio dell'operazione manuale o strumentale di campionamento. Se l'evento di sfiaccolamento dura per un periodo esteso (oltre i 15 minuti) è opportuno che il campionamento venga ripetuto. Per evitare che ci siano campionamenti inopportuni si propone di stabilire una "soglia" di flusso sotto cui si è esentati dal campionamento. La soglia è stabilita in 1100 kg/h. Il valore è stato determinato considerando che su una tubazione di adduzione dei gas alla torcia di 40" ( $\cong 1$  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 18 mesi dal rilascio del presente piano di monitoraggio e controllo. Il gestore deve altresì garantire che, trascorsi i 18 mesi stabiliti, durante ogni evento di sfiaccolamento il sistema di misura implementato sia in grado di determinare con la frequenza minima di campionamento di 15 minuti (manuale o automatico) la composizione ed il flusso di gas inviato alla torcia.

### **Metodi di misura**

#### **Flussimetro**

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

1. Limite di rilevabilità 0,03 metri al secondo
2. Intervallo di misura corrispondente a velocità tra 0,3 e 84 metri al secondo nel punto in cui lo strumento è installato
3. Lo strumento deve essere certificato dal costruttore con un'accuratezza, nell'intervallo di misura specificato al precedente punto 2, di  $\pm 5\%$



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

4. Lo strumento deve essere installato in un punto della tubazione d'adduzione alla torcia tale da essere rappresentativo del flusso di gas bruciato in fiaccola
5. Il gestore deve garantire, mantenendo una frequenza di taratura non inferiore a una volta al mese, una accuratezza di misura di  $\pm 20\%$ .

### ***Campionamento del gas (automatico o manuale)***

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

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

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

### ***Metodi di analisi***

Campionamento automatico e campionamento manuale

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

Analizzatori automatici

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

---

- 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.



## **MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA**

### **Scarichi e relative prescrizioni**

Per lo scarico ai pozzetti A e B viene fissata una frequenza degli autocontrolli come indicato nella tabella 6. Come monitoraggio **semestrale** per tutti i parametri da tabella 6, i campionamenti e le analisi devono essere effettuati tramite affidamento a laboratori certificati.

**Tabella 6 - Monitoraggio dello scarico ai pozzetti A e B**

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



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

	laboratorio	
Fluoruri	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Cloruri	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Fosforo totale (come P)	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto ammoniacale (espresso come NH <sub>4</sub> )	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



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Toluene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Xilene	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
AOX	Verifica mensile con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
TOC	Misura continua	
TOC	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PBDE totali	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
PCDD/PCDF	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
Composti organo stannici	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
IPA	Verifica trimestrale con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore

Con frequenza giornaliera devono essere rilevati e registrati (su file e quaderni d'impianto) i valori medi giornalieri, rilevati su base oraria, del TOC monitorati dai misuratori in continuo allo scarico 1S, posti a monte della pompa di mandata allo scarico finale.

Prima verifica con l'Ente di controllo della fattibilità e modalità di monitoraggio, si richiede durante la rigenerazione del catalizzatore delle unità di reforming catalitico di procedere al controllo per eventuale presenza di PCDD e PCDF sul refluo chimico (soluzione di lavaggio di NaOH) nel punto di prelievo adatto.

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.



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

**Tabella 8 - Monitoraggio acque sotterranee**

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

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.

Su istanza delle Amministrazioni locali, si richiede inoltre che venga prodotta trimestralmente una relazione sui risultati del monitoraggio delle acque sotterranee.



### **MONITORAGGIO SERBATOI**

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

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

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

Inoltre, il Gestore deve predisporre, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, un programma di controllo e verifica a rotazione del fondo del parco serbatoi di stoccaggio dei liquidi idrocarburi 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 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.



**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.



### **MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI**

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

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

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

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

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

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

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



### **MONITORAGGIO DEI RIFIUTI**

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

Il Gestore deve verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 15 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei, 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**

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

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

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



### **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.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- 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

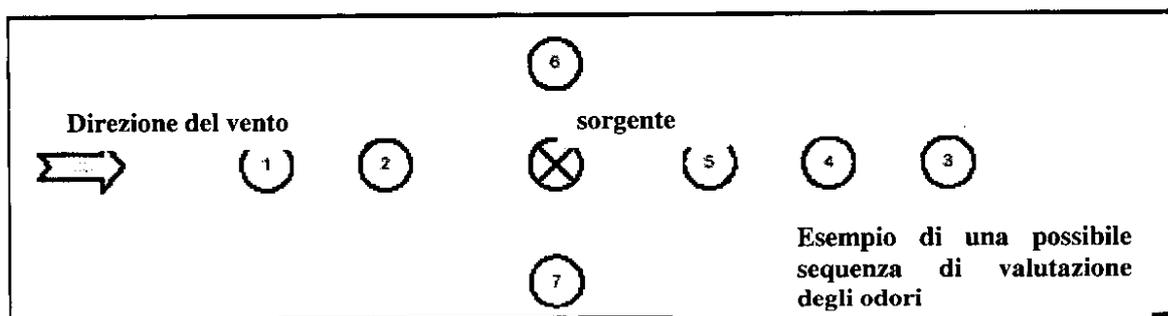
Dove possibile è sempre opportuno muoversi da zone a bassa intensità odorigena verso zone ad alta intensità. Il punto preciso in cui eseguire il test deve essere selezionato considerando gli scopi dell'audit. In particolare per le eventuali valutazioni esterne al sito di raffineria si deve considerare 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.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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:



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

- 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



**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 3 % di ossigeno per combustibili gassosi (fuel gas) e al 3 % di ossigeno per combustibili liquidi (fuel oil).

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

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
	SO <sub>2</sub>	UNI 10393, ISO 7935
	NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
La misura di SO <sub>2</sub> ai camini è integrata dalla misura H <sub>2</sub> S nel gas di raffineria.  La misura di H <sub>2</sub> S nel gas acido in ingresso all'unità di recupero zolfo è necessaria per il calcolo del rendimento di desolforazione.	H <sub>2</sub> S	Non esistono metodi normalizzati continui ma solo metodi manuali quali: US EPA Method 11. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare uno strumento che misura in continuo la concentrazione di H <sub>2</sub> S. La specifica procedura per il test di accuratezza relativa è in US EPA "Performance Specification 7" (PS 7)
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.



### **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/Nm<sup>3</sup>).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub>. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

**Norma UNI EN 14791:2006** per SO<sub>2</sub>.

**Norma UNI EN 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

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 O<sub>2</sub> 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 H<sub>2</sub>S nel gas di raffineria.

**Norma US EPA method 15** per la determinazione di composti ridotti dello zolfo (CS<sub>2</sub>, COS, e H<sub>2</sub>S) nei gas uscenti dal sistema di recupero dello zolfo.

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

### **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.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

**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 SO<sub>2</sub>**

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

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

Nel caso dei forni la portata è calcolata dal flusso misurato di gas di raffineria che è prima normalizzato alle condizioni di temperatura e pressione normali ( $F_{gas}$ ) Nm<sup>3</sup>/h, poi è moltiplicato per la densità  $\rho_{gas}$  in kg/Nm<sup>3</sup>; quest'ultima calcolata dalla relazione:

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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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

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

La concentrazione ( $C_{\text{SO}_2}$ ) in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  è determinata dividendo il fattore di emissione per il flusso di gas combustibili ( $Q_{\text{gas combustibili}}$ ) in  $\text{Nm}^3/\text{h}$ , 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  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  e  $\text{SO}_2$ . 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  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  e  $\text{SO}_2$ . Il risultato deve essere considerato nelle condizioni di gas secco.

### Determinazione fattore emissione NOx 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  $\text{NO}_x$  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  $\text{O}_2$  a bassi flussi di combustibile può essere diverso dal minimo di  $\text{O}_2$  ad alti flussi, e lo stesso è vero ai massimi flussi)
- iii. Determinazione del più alto fattore d'emissione (inferiore comunque al limite) in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  del  $\text{NO}_x$  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  $\text{NO}_x$  e CO, cioè se il fattore d'emissione del  $\text{NO}_x$ , 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  $\text{O}_2$  su un grafico. Il poligono risultante costituisce l'intervallo di condizioni operative del forno in cui il fattore di emissione è considerato valido.
- v. Se nel forno si utilizzano più combustibili si deve ripetere l'operazione per ogni combustibile;
- vi. Il fattore non è applicabile nei casi di avvio e spegnimento del forno e quando, dopo riparazioni, si deve eseguire il condizionamento del refrattario;
- vii. La verifica del fattore può essere fatta ad intervalli di 18-24 mesi a seconda della potenza termica del forno;



- viii. Se la verifica misura concentrazioni per NO<sub>x</sub> e CO inferiori a quelle stabilite nel punto iii. l'unità sarà considerata, per il periodo di tempo intercorso tra le valutazioni, conforme, altrimenti dovrà essere ricostruito il fattore di emissione e per il periodo trascorso l'unità sarà considerata non conforme.

### **Determinazione rendimento di desolforazione**

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

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

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

I kg di zolfo entranti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas acido trattato dall'impianto e misurato da un flussimetro continuo con qualità equivalente a quella specificata nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di H<sub>2</sub>S.

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/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{H2S}$  sono i pesi molecolari di S e H<sub>2</sub>S in g/g-mole.

I kg di zolfo uscenti sono definiti del flusso giornaliero (o volume) di gas di combustione al camino, misurato come specificato nella norma ISO 14164 e dalla concentrazione misurata da uno strumento di misura continuo di SO<sub>2</sub>.

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/Nm<sup>3</sup>.  $PM_S$  e  $PM_{SO2}$  sono i pesi molecolari di S e SO<sub>2</sub> 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



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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

## Misure di laboratorio

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

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

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, SM 5220 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200 e determinazione con assorbimento atomico in 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 <sub>3</sub> , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
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 17 - Metodi di analisi delle acque sotterranee**

<b>Inquinante</b>	<b>Metodo</b>	<b>Principio del metodo</b>
As	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Cd	US EPA Method 213.2.; Metodo APAT-IRSA 3120 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto 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 fornetto 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 fornetto 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	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.0 e



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

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

### 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.



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

<b>Caratteristica</b>	<b>Pressione</b>	<b>Temperatura</b>
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 19 e 20 e 21 i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

**Tabella 19 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 20 - Controlli di qualità**

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

**Tabella 21 - Controlli di qualità**

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

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

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



### **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.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

## **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.

<b>TIPOLOGIA DI INTERVENTO</b>	<b>FREQUENZA</b>	<b>COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA</b>	<b>TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO</b>
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	5
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Campionamenti	Annuale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi a camino (a rotazione) per confronto	5
	Annuale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto	5
Analisi campioni	Annuale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi a camino (a rotazione) per confronto	5
	Annuale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto	5



---

**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.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

**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/contentive 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 semestrale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il gestore deve dare comunicazione preventiva ad APAT della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

### **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 notifica<sup>1</sup> di un superamento di un limite o l'accadimento di un evento incidentale, con rilascio di materiali, episodi, questi, che possano determinare situazione di inquinamento significativo.

Alla conclusione dello stato di allarme deve seguire un secondo<sup>2</sup> rapporto, che trasmette tutte le informazioni richieste.

Il reporting deve contenere le seguenti informazioni:

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

<sup>1</sup> La notifica dell'accadimento deve essere fatta immediatamente dopo l'evento, comunque nel più breve tempo possibile, con l'utilizzo del numero telefonico messo a disposizione dall'Autorità di Controllo

<sup>2</sup> Se l'evento si conclude nelle 24 ore il report sarà uno solo.



### **Reporting mensile RAFFINERIA**

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

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

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

### **Reporting annuale RAFFINERIA**

I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

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

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

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

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

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

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

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

**Stima delle tonnellate di VOC emesse per semestre**

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

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



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

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

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

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

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

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

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

**Tonnellate di rifiuti prodotte per anno**

**Tonnellate di rifiuti pericolosi prodotte per anno**

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

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

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

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

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

Misure diurne

Misure notturne

**Programma LDAR**

**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.

---

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

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



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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

## Consumi specifici per tonnellata di petrolio

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

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

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

## Torce

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

## Emissioni: ARIA

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

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

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

## Unità recupero zolfo

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

## Emissioni: ARIA

N° di ore di effettivo funzionamento anno

Rendimento medio mensile di desolforazione

Produzione specifica di zolfo

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

## Emissioni: RIFIUTI

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



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

---

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

#### **Gestione e presentazione dei dati**

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

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

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

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

Su istanza delle Amministrazioni locali, si richiede inoltre che i dati validati rilevati dai sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni possano essere acquisiti con periodicità giornaliera dalla Provincia di Cremona, dal Comune di Cremona e dal Dipartimento ARPA Lombardia di Cremona.

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.