

Approfondimenti AIA - Raffineria di Cremona

maggio 2009

www.erm.com





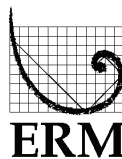
Tamoil Raffinazione S.p.A.

Approfondimenti AIA - Raffineria di Cremona

ERM sede di Milano

Via San Gregorio, 38
I-20124 Milano
T: +39 0267440.1
F: +39 0267078382

www.erm.com/italy





Approfondimenti AIA – Raffineria di Cremona

18 maggio 2009

Rif. 0070807 task 08

Preparato da: Sara Frisiani

Questo documento è stato preparato da Environmental Resources Management, il nome commerciale di ERM Italia S.p.A., con la necessaria competenza, attenzione e diligenza secondo i termini del contratto stipulato con il Cliente e le nostre condizioni generali di fornitura, utilizzando le risorse concordate.

ERM Italia declina ogni responsabilità verso il Cliente o verso terzi per ogni questione non attinente a quanto sopra esposto.

Questo documento è riservato al Cliente. ERM Italia non si assume alcuna responsabilità nei confronti di terzi che vengano a conoscenza di questo documento o di parte di esso.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Stefano Lodi".

Stefano Lodi
Technical Director

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Sara Frisiani".

Sara Frisiani
Project Manager



INDICE

1	INTRODUZIONE	1
1.1	<i>ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO E RICHIESTA DI APPROFONDIMENTI</i>	1
1.2	<i>CONTENUTO E STRUTTURA DEL DOCUMENTO</i>	2
2	DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI DI RAFFINERIA	3
2.1	<i>IMPIANTI ESISTENTI IN ESERCIZIO</i>	3
2.2	<i>PROGETTI AIA GIÀ IMPLEMENTATI</i>	28
2.3	<i>PROGETTI AIA IN CORSO</i>	32
2.4	<i>ULTERIORI INTERVENTI NEL PROGRAMMA DI ADEGUAMENTO</i>	32
3	EMISSIONI CONVOGLIATE E NON CONVOGLIATE	35
4	EMISSIONI CONVOGLIATE NON SOGGETTE AD AUTORIZZAZIONE	38
5	SCENARI EMISSIVI ALLA MASSIMA CAPACITÀ PRODUTTIVA	39
6	PROGRAMMA ADEGUAMENTO SERBATOI	43
6.1	<i>PROGRAMMA DI ISPEZIONE E MANUTENZIONE DEL PARCO SERBATOI</i>	44
6.2	<i>INSTALLAZIONE DI DOPPI FONDI E/O BARRIERE IMPERMEABILI O APPLICAZIONE DI RIVESTIMENTO/VERNICIATURE DEI FONDI</i>	49
6.3	<i>INSTALLAZIONE DI ALLARMI DI LIVELLO</i>	49
7	ULTERIORI PRECISAZIONI	51

ELENCO ALLEGATI

ALLEGATO 1: VERBALE DELL'INCONTRO DEL 21 APRILE 2009

ALLEGATO 2: SCHEDA C AGGIORNATA

ALLEGATO 3: SCHEDA B-ALLEGATO B.20 AGGIORNATO

ALLEGATO 4: SCHEDE A.1 ED A.6 AGGIORNATE

1 INTRODUZIONE

1.1 ITER AUTORIZZATIVO IN CORSO E RICHIESTA DI APPROFONDIMENTI

L'istruttoria per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) per la Raffineria di Cremona è stata avviata in data 30 Giugno 2006 con il deposito della documentazione necessaria da parte della Società Tamoil Raffinazione SpA. Successivamente:

- in data 22 Marzo 2007 è stato avviato il procedimento di AIA;
- in data 20 Marzo 2008 è stato nominato il Gruppo Istruttore;
- in data 8 Luglio 2008 il Gruppo Istruttore ha inviato una richiesta di integrazioni;
- in data 6 Agosto 2008 si è tenuto a Roma un incontro tra il Gruppo Istruttore ed il Gestore;
- in data 14 Ottobre 2008 sono state presentate le integrazioni richieste;
- in data 27 Marzo 2009 è stato nominato un nuovo Gruppo Istruttore;
- in data 21 Aprile 2009 si è tenuto a Roma un incontro tra il nuovo Gruppo Istruttore ed il Gestore, durante il quale sono stati illustrati e discussi alcuni approfondimenti richiesti;
- in data 21 Aprile 2009, nel verbale dell'incontro di cui sopra, il Gruppo Istruttore ha formalizzato la richiesta di approfondimenti.

Il presente documento intende rispondere alla richiesta di approfondimenti ricevuta in data 21 Aprile 2009. L'*Allegato 1* riporta il verbale dell'incontro citato, nel quale sono state formalizzate le seguenti richieste:

1. *“quadro dell'impianto esistente per il quale è richiesta l'AIA, specificando gli impianti esistenti in esercizio, quelli già autorizzati ma non realizzati, quelli dotati di parere favorevole di VIA e quelli ancora in corso di VIA,*
2. *un aggiornamento al 2008 dei dati delle emissioni convogliate e non convogliate (diffuse e fuggitive),*
3. *indicare i punti di emissione convogliate ritenute non significative,*
4. *scenario emissivo futuro alla massima capacità produttiva dell'impianto da autorizzare,*
5. *di indicare i serbatoi su cui sono stati installati i doppi fondi e l'impermeabilizzazione dei bacini, nonché il programma di adeguamento dei restanti serbatoi.”*

Si precisa, inoltre, che il Gruppo Istruttore, in data 6 Maggio 2009, ha fornito ulteriori indicazioni in merito al dettaglio ed al formato di presentazione dei dati richiesti nella riunione del 21 aprile 2009, con riferimento ai punti 2 e 4 sopra elencati.

La struttura del presente rapporto segue punto per punto la richiesta di approfondimenti presentata dal Gruppo Istruttore (vedi *Allegato 1*); oltre alla presente *Introduzione* il documento include i seguenti Capitoli:

- *Capitolo 2: Descrizione degli impianti di Raffineria*, in cui vengono presentati tutti gli impianti di raffinazione per i quali viene richiesta l'AIA;
- *Capitolo 3: Emissioni convogliate e non convogliate*, in cui vengono riportate le emissioni relative agli anni dal 2004 al 2008;
- *Capitolo 4: Emissioni convogliate ritenute non significative*, in cui vengono riportate le emissioni secondo quanto definito dal *D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006*;
- *Capitolo 5: Scenari emissivi alla massima capacità produttiva*, in cui vengono presentati tre scenari emissivi:
 - *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 ad oggi già implementati;
 - *scenario futuro*: che riporta il quadro emissivo relativo a tutti i progetti facenti parte della richiesta di AIA, sia quelli ad oggi già implementati (*scenario attuale*) che quelli non ancora implementati;
- *Capitolo 6: Programma di adeguamento dei serbatoi*, in cui viene presentato il programma di adeguamento previsto.

Come anticipato durante l'incontro con il Gruppo Istruttore, si coglie, inoltre, l'occasione per presentare alcune precisazioni (*Capitolo 7 – Ulteriori precisazioni*) rispetto alla documentazione consegnata ad Ottobre 2008.

Il presente documento comprende, inoltre, i seguenti allegati:

- *Allegato 1: Verbale dell'incontro del 21 Aprile 2009*;
- *Allegato 2: Scheda C aggiornata*;
- *Allegato 3: Scheda B – Allegato B.20 aggiornato*;
- *Allegato 4: Schede A.1 e A.6 aggiornate*.

DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI DI RAFFINERIA

Nel presente Capitolo vengono descritti gli impianti di Raffineria, distinguendo tra:

- impianti esistenti in esercizio (*Paragrafo 2.1*);
- progetti facenti parte della richiesta di AIA, già implementati (*Paragrafo 2.2*);
- progetti facenti parte della richiesta di AIA, in corso (*Paragrafo 2.3*).

Vengono inoltre descritti due interventi, facenti parte del programma di adeguamento, inizialmente descritti nella Scheda C dell'istanza di AIA (presentata nel giugno 2006, come aggiornata nell'ottobre 2008 a seguito di specifica richiesta di integrazioni), ma non più inclusi tra gli impianti per i quali viene richiesta l'AIA, in quanto la loro realizzazione risulta vincolata ad altro iter autorizzativo (*Paragrafo 2.4*).

2.1

IMPIANTI ESISTENTI IN ESERCIZIO

Il complesso della Raffineria Tamoil di Cremona comprende impianti di processo, aree di stoccaggio, aree di carico e servizi di Raffineria. Sono in particolare presenti i seguenti componenti:

- 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 H₂S);
- 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 S.p.A. – piazzale Caduti del Lavoro 27.

Nel seguito si riporta una breve descrizione di ciascuno dei componenti sopra elencati.

Si precisa che tra gli impianti esistenti in esercizio rientrano anche i progetti facenti parte della richiesta di AIA già implementati, per la cui descrizione si rimanda al *Paragrafo 2.2.*

2.1.1 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. La temperatura di uscita forni è mantenuta a circa 360°C.

La colonna di frazionamento lavora alla pressione di circa 1,5 kg/cm² e da essa 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 gasoli vengono inviati alla desolforazione. Il residuo di fondo costituisce la carica all'impianto Visbreaking.

2.1.2 Impianto Crude Unit (CU)

Impianto di distillazione atmosferica del Grezzo comprendente:

- una sezione di distillazione atmosferica preceduta da una sezione di desalificazione del Grezzo. L'impianto differisce dal Topping 2 descritto precedentemente per la maggior capacità di lavorazione ed è dotato di un solo forno a cattedrale con temperatura di esercizio di circa 370°C. Dalla frazionatrice vengono estratti partendo dalla testa: Benzina + GPL,

Benzina pesante, Cherosene, Gasolio leggero, Gasolio pesante e residuo di fondo;

- una sezione di stabilizzazione della Benzina e ridistillazione comprendente una stabilizzatrice, una deetanatrice, una depropanatrice, una colonna di preparazione carica impianto Isomerizzazione e una colonna di ridistillazione;
- 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.

2.1.3 *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 Co-Mo dove lo Zolfo presente nella carica viene trasformato in Idrogeno Solforato. La pressione di esercizio è 45 kg/cm² e la temperatura 350°C.

La fase di reazione avviene nei reattori di desolforazione.

Le fasi liquide provenienti dalle due sezioni in parallelo vengono inviate in una colonna (stripper) dove viene allontanato il residuo H₂S della testa e dal fondo si ottiene Gasolio desolforato inviato a stoccaggio.

La fase gassosa proveniente dai reattori di desolforazione contenente H₂S viene inviata ad una colonna di assorbimento con DEA. Da tale colonna si ottiene un gas di testa ricco di Idrogeno e privo di H₂S che viene riciclato alla sezione desolforazione.

Le soluzioni di DEA ricche di H₂S vengono inviate alla sezione di rigenerazione della DEA dalla quale si ottiene gas di testa ad alto contenuto di H₂S che viene inviato agli impianti recupero Zolfo.

L'impianto è dotato di una sezione PSA per la purificazione e l'arricchimento del gas ricco di Idrogeno da miscelare alla carica.

2.1.4 *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 Ni-Mo, alla pressione di 25 kg/cm² e temperatura di 300°C ed inviata ad una colonna di strippaggio dell'H₂S (stripper).

La Benzina desolforata e strippata viene inviata alla sezione reformer. Qui in presenza di Idrogeno e catalizzatore al Platino-Renio, alla pressione di circa 22 kg/cm² e 500°C, 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.

L'effluente reattore viene separato in due fasi, una fase gassosa ricca di Idrogeno costituisce il gas di riciclo e i gas ricchi di idrogeno che alimentano gli impianti di desolforazione, la fase liquida viene inviata alla sezione di stabilizzazione e recupero gas costituita da una colonna deetanatrice e da una colonna di stabilizzazione.

La sezione splitter alto ottanica viene alimentata da Benzina riformata proveniente dagli impianti di riforma catalitica e mediante una colonna (splitter) esegue la separazione di un taglio altoottanico di fondo da uno a basso valore ottanico di testa. La frazione altoottanica viene quindi inviata allo stoccaggio. La frazione leggera ricca di benzene viene riciclata all'impianto di Isomerizzazione n. 2 dove si ottiene la riduzione del benzene a cicloesano.

2.1.5 *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 a 25 kg/cm² e 490°C subisce cracking termico dando origine ad una miscela di idrocarburi che vengono inviati direttamente ad una colonna di frazionamento previo raffreddamento a circa 380°C.

Detta colonna lavora a pressione di 1,5 kg/cm² e da essa vengono estratti:

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

La Benzina di testa ricontattata con i gas viene inviata ad una stabilizzatrice. I GPL qui separati vengono deetanati all'impianto Crude Unit e successivamente lavati con DEA e trattati al Merox.

La Benzina stabilizzata passa quindi alla sezione DIENI. Questa sezione, in cui si ottiene la saturazione delle diolefine a monoolefine evitando così successive polimerizzazioni dannose per l'esercizio degli impianti di reforming a cui la Benzina è inviata dopo splittaggio..

Il residuo di fondo cede calore ad un generatore di vapore a media pressione prima di essere inviato a stoccaggio e previa miscelazione con gasoli costituisce olio combustibile.

L'impianto è dotato di una colonna di lavaggio dei gas ricchi di H₂S con DEA e di una di colonna di rigenerazione DEA, il cui prodotto di testa costituito da H₂S è inviato agli impianti di recupero Zolfo.

2.1.6 *Impianto Recupero Zolfo 1 e2*

I gas ricchi di H₂S 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.

2.1.7 *Impianto Dewaxing (CDW)*

L'impianto Dewaxing ha lo scopo di deparaffinare i gasoli pesanti di prima distillazione migliorandone il comportamento a freddo. Il pour point viene portato a valori di circa -10°C.

L'impianto è costituito dalla sezione reazione dove avviene la desolforazione e deparaffinazione in presenza di H₂ e catalizzatore a 60 kg/cm² e 420°C 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.

Il fondo della colonna stabilizzatrice viene inviata al frazionatore dell'impianto Crude Unit. Il GPL di testa vengono deetanati in apposita colonna e lavati con DEA e soda prima di essere inviati a stoccaggio.

Il gas dal separatore a bassa temperatura viene ricircolato e integrato con H₂ proveniente dai former. Gli stream gassosi vengono scaricati a fuel gas previo lavaggio con DEA.

2.1.8 *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.

1. *Sezione di Desolforazione*

La sezione di desolforazione ha lo scopo di eliminare o convertire dalla carica tutte le sostanze potenzialmente dannose per la successiva sezione di Riforma; tra queste: Zolfo, Azoto, Ossigeno, contaminanti metallici ed idrocarburi insaturi. La Benzina miscelata ad Idrogeno viene riscaldata e inviata in un reattore a letto fisso con catalizzatore bimetallico. L'insieme delle reazioni in questa prima sezione è leggermente esotermica. La temperatura massima in questa sezione è di 330°C e la pressione media di 20 kg/cm². L'H₂S formatosi viene successivamente strippato dall'effluente reattore e inviato alla sezione di assorbimento e recupero con DEA e al successivo impianto produzione Zolfo.

2. *Sezione di Riforma*

La sezione di riforma ha lo scopo di elevare il numero di ottano della Benzina pretrattata. Il ciclo del processo prevede la miscelazione della carica con Idrogeno, il preriscaldamento ed il passaggio della stessa attraverso letti di catalizzatore circolante. Il catalizzatore utilizzato è a base di Platino e Promotori. L'insieme delle reazioni, promosse dal catalizzatore, è molto endotermico; da qui la necessità di suddividere il catalizzatore in 4 reattori con forni intermedi allo scopo di riportare le temperature di reazione a valori ottimali. L'effluente reattori dopo separazione dall'Idrogeno passa alla stabilizzazione e successivamente viene inviato a stoccaggio. Le condizioni di marcia della sezione di Riforma sono temperatura massima 510°C, pressione media 3 kg/cm².

3. *Sezione di circolazione e rigenerazione del catalizzatore della sezione di Riforma*

Peculiarità del processo C.C.R. è la rigenerazione continua del catalizzatore. Le condizioni operative necessarie per ottenere un prodotto ad alto numero di Ottano comporta inevitabilmente il deposito di coke sulla superficie del

catalizzatore con conseguente riduzione della sua attività. Per mantenere la suddetta attività del catalizzatore ai valori ottimali, viene eseguita in continuo la rigenerazione, che consiste nel bruciare in atmosfera controllata di Ossigeno in un apposito combustore il coke depositato sul catalizzatore. Le temperature di combustione sono strettamente controllate. La portata di aria comburente è regolata mediante analizzatori in continuo di Ossigeno. Le condizioni operative della rigenerazione sono temperatura 480°C e pressione 5 kg/cm².

2.1.9 *Impianto Isomerizzazione Totale TIP*

L'impianto si compone di tre sezioni:

1. *Isomerizzazione N.1 (ISO 1)*

L'impianto di isomerizzazione (pentani/esani) ha lo scopo di elevare il numero di Ottano delle benzine da circa 62 a circa 85.

La Benzina con punto finale 70°C proveniente dalla testa prefrazionatrice del Crude Unit, viene inviata alla sezione di desolforazione dell'impianto (Hydrobon), dove lo Zolfo presente nella carica viene trasformato in Idrogeno Solforato in presenza di Idrogeno e catalizzatore al Co-Mo-Ni alla pressione di 32 kg/cm² e 280°C.

La Benzina desolforata passa quindi alla sezione successiva dove sempre in presenza di Idrogeno e catalizzatore al Platino, alla pressione di 70 kg/cm² e 130°C avviene la isomerizzazione delle paraffine presenti.

La Benzina isomera viene successivamente sottoposta a stabilizzazione e inviata in parte all'Impianto IPSORB e in parte, unitamente alla Benzina proveniente dagli impianti di Reformer/CCR e Ultraformer n. 2, allo stoccaggio e costituisce componente primario delle benzine altoottaniche

2. *Isomerizzazione N.2 (ISO 2)*

L'impianto è costituito da una sezione desolforazione, una sezione Isomerizzazione e una sezione di stabilizzazione.

La Benzina proveniente dalla testa del prefrazionatore 3C-1 del Crude Unit viene inviata alla sezione di Desolforazione dove in presenza di Catalizzatore (Co-Mo) e Idrogeno, lo Zolfo contenuto viene trasformato in Idrogeno Solforato. Le condizioni operative sono: Temperatura 280°C e pressione 25 kg/m².

La Benzina desolforata viene strippata dall'H₂S e inviata alla sezione di Isomerizzazione unitamente alla Benzina basso ottanica proveniente da Splitter Ultraformata e la Benzina paraffinica proveniente dall'Impianto IPSORB.

In questa sezione alle condizioni operative di circa 150°C e alla pressione di 28 kg/m² avviene l'isomerizzazione in presenza di Idrogeno Solforato e Catalizzatore disposto in 3 reattori in serie.

La Benzina isomerizzata passa alla sezione di stabilizzazione e successivamente inviata all'impianto IPSORB.

3. *IPSORB*

L'impianto lavora la Benzina isomerizzata proveniente dagli impianto Isomerizzazione n. 1 e 2.

E' costituito da una serie di n. 3 colonne di assorbimento/desorbimento 7V-158 A/B/C funzionanti sul principio dei setacci molecolari. Un sistema automatico sequenziale e temporizzato inserisce alternativamente le colonne nelle varie fasi di assorbimento-desorbimento attuando una separazione dei normali idrocarburi (C5 e C6) dagli idrocarburi isomeri.

Gli idrocarburi isomeri vengono inviati a stoccaggio e costituiscono l'isomerizzato totale, gli idrocarburi normali vengono riciclati all'impianto isomerizzazione n. 2 per un successivo passaggio nei reattori. Le condizioni operative degli assorbitori 7V-158A/B/C variano in funzione del ciclo di assorbimento o desorbimento.

2.1.10 *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; tali sezioni sono descritte nel seguito.

1. *Sezione di Reazione*

La carica viene immessa nel sistema di reazione per mezzo delle pompe 8P-1 A/B unitamente al gas ricco di Idrogeno, proveniente dalla mandata compressori 8K-1 A/B.

La carica combinata viene inviata al forno 8F-1 dopo essere preriscaldata negli scambiatori 8E-1-A/B/C con l'effluente dal reattore 8R-1. Nel forno 8F-1, provvisto di zona convettiva e di doppio serpentino, la carica combinata viene portata alla temperatura di reazione di 300°C ed inviata al reattore di desolforazione e saturazione 8R-1.

Nel reattore 8R-1, suddiviso in due letti, sono caricati quattro tipi di catalizzatore costituiti essenzialmente da Ossidi di Co-Mo e Co-Ni. Essendo le reazioni esotermiche l'effluente reattore raggiunge una temperatura di 350°C e viene inviato negli scambiatori 8E-1 A/B/C dove cede calore alla carica forno.

2. *Sezione Stripper*

Il Gasolio viene inviato al primo piatto dello stripper 8C-1. La temperatura di entrata stripper è regolata a circa 200°C. Sul fondo dello stripper viene immesso del vapore prelevato dalla rete MQ, surriscaldato nella zona convettiva dal forno 8F-1. Percorrendo la colonna dall'alto verso il basso, in controcorrente con il vapore di stripping, il Gasolio perderà l'Idrogeno Solforato, formatosi nella reazione di desolforazione, e gli idrocarburi leggeri, dovuti alle reazioni di cracking moderatamente presenti nel reattore.

Dal fondo colonna il Gasolio, dopo la disidratazione nei filtri 8FT-2 e 3, è a specifica come contenuto in Zolfo, umidità e infiammabilità e viene inviato allo stoccaggio.

Idrogeno Solforato, vapore acqua e idrocarburi leggeri uscenti dalla testa stripper, dopo condensazione parziale e raffreddamento vengono separati. In questo lato del ricevitore l'acqua si separerà dagli idrocarburi e dall'Idrogeno Solforato e, aspirata dalle 8P-2 A/B, verrà nuovamente ricircolata nella sezione di reazione a monte di 8EA-1.

L'acqua separata verrà scaricata al SWS. La Wild Nafta, verrà invece inviata all'impianto Crude Unit. Il gas, costituito in massima parte di Idrogeno Solforato, verrà inviato unitamente a quello proveniente dalla sezione reazione nella sezione di lavaggio con DEA nella colonna 8C-2. In questa colonna a riempimento, il gas verrà lavato con una soluzione di DEA proveniente dall'impianto Visbreaker.

Dal fondo della colonna la DEA ricca di Idrogeno solforato viene aspirata dalle pompe 8P-4 A/B e rinviata alla rigeneratrice dell'impianto Visbreaker. Il gas lavato viene scaricato nella rete del fuel gas di Raffineria.

2.1.11 *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'H₂S e l'NH₃ presenti.

L'acqua strippata viene inviata al trattamento finale mentre i gas H₂S e NH₃ vengono combusti in un apposito postcombustore.

2.1.12 *Sistemi di Movimentazione e Stoccaggio*

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. Per l'elenco completo si rimanda alla *Tabella 2.1* e *2.2* sotto riportate.

Tabella 2.1 Serbatoi di Raffineria

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m³)	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	45,750	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	17,069	1972
B18	T.G.	Olio Combustibile	C	50.000	60,960	17,069	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
Ci6	T.F.	Olio Combustibile	C	1.230	11,952	10,900	1966
Ci7	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 Dewaxato	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	13,065	1954

(1) Attualmente adibito allo Stoccaggio di Gasolio

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m³)	Diametro (m)	Altezza (m)	Anno di costruzione
E6	T.G.	Benzina	A	1.540	12,954	13,065	1954
E7	T.G.	Biodisel	A	3.100	18,290	12,810	1956
E8	T.G.	Virgin Nafta	A	3.100	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	36,598	14,630	1996
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 Esausta					1955
M8	T.F.	Soluzione Sodica Esausta					1955
M11 ⁽²⁾	T.F.	Additivo					1955
M12	T.F. ⁽²⁾	Additivo					1955

(2) Serbatoi con additivi

Sigla	Tipo	Servizio	Cat.	Capacità (m³)	Diametro (m)	Altezza (m)	Anno di costruzione
M13	T.F.(2)	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	SFERA	GPL (Inertizzato)		880	11,875	11,875	
G-17	SFERA	GPL (Inertizzato)		880	11,875	11,875	
G-18	SFERA	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.).

Tabella 2.2 *Serbatoi Interrati*

N.	Denominazione	Contenuto	Capacità (l)	Anno	Servizio
1	Colaticci S.P.1	Grezzo	10.000	1954	No
2	Colaticci petrolio lampante	Petrolio lampante	3.000	1954	No
3	Colaticci oleodotto CR-OSTIGLIA	OC Denso	10.000	1975	No
4	Colaticci oleodotto grezzo	Petrolio grezzo	10.000	1954	Si
5	Colaticci oleodotto CR-GENOVA	Gasolio/Benzina	14.000	1977	Si
6	Colaticci 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. Visbreaker	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

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 (2 Benzina - 3 Gasolio);
- n.1 (pensilina jolly) con due bracci di carico dall'alto (Benzina agricola) + cinque bracci di carico dal basso (2 Benzina agricola - 2 Gasolio – 1 Benzina).

Ogni braccio di carico è da 4" e dotato di misuratore a testata elettronica con relativi accessori per la misura fiscale del quantitativo erogato.

Le pensiline sono dotate di controllo visivo a distanza delle procedure di carico per mezzo di sistema di chiamata bidirezionale di tipo interfonico coadiuvato da circuito TVCC.

Ogni corsia è dotata di terminale di interfaccia con il sistema di controllo e gestione, di messa a terra, di collegamento con il sistema di recupero vapori, di pannello di collegamento del dispositivo antitraboccamento e di lettore di badge.

L'abbattimento dei vapori, dalle corsie di carico benzine, è effettuato da due Unità di recupero a carboni attivi, di cui una di riserva. Per rispettare il limite di pressione imposto dal D.M. 107/00 di 55 mbar all'autobotte, è installata, sul collettore dei vapori al recupero, una pompa a vuoto in esecuzione antiscintilla con prevalenza superiore alla perdita di carico dei letti di carbone attivo.

Tale soluzione ottimizza la viabilità interna della Raffineria, consentendo di eliminare le intersezioni tra il flusso delle autobotti cariche in uscita dall'esistente pensilina di carico dell'Olio Combustibile e gli automezzi vuoti avviati alla pensilina di carico Benzine/Gasoli.

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.

Sulle pensiline per il carico di prodotti chiari Cherosene e Gasoli (n.10 baie di carico extra rete) sono installati, su tutti i bracci, gruppi di misura con contatore volumetrico a testata elettronica e relativi accessori.

Ogni corsia è dotata di terminale di interfaccia con il sistema di controllo e gestione, di messa a terra e di lettore di badge.

La pensilina a sei corsie di carico adibita al carico di olio combustibile è dotata di 6 bracci di carico snodati da 6" e di altrettanti contatori volumetrici a testata elettronica e relativi accessori. Sui gruppi di misura è prevista la tracciatura elettrica termostata.

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. Le baie di carico, le linee dai serbatoi al carico e le pompe relative sono bonificate, flangiate cieche e inertizzate con azoto. Tuttavia come prescritto dal C.T.R., deve essere mantenuta la disponibilità degli serbatoi di stoccaggio e del sistema di carico autobotti (opportunamente inertizzati con azoto) per eventuali emergenze presso la società ABIBES o lungo l'oleodotto.

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).

Sono installati al di sotto del piano stradale dotati di doppia parete con fluido intermedio (glicole) in linea con quanto prescritto dal D.M. 29/11/2002.

Secondo la stessa normativa sono costruiti sempre sotto il piano stradale i serbatoi siglati S101 e S102 di raccolta eventuali miscele accidentali (normalmente vuoti) da 10 m³ ciascuno. Ogni corsia di carico è munita di

pozzetto di scarico convogliato tramite la rete fognaria interrata all'impianto di trattamento acque di Raffineria.

2.1.13 *Oleodotti di Raffineria*

La Raffineria di Cremona può disporre di numerosi 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)

Nella *Tabella 2.1* sono riportate le capacità autorizzate da decreto.

Tabella 2.3 *Oleodotti di Raffineria*

Oleodotto	Diametro	Prodotti	Capacità
Cremona – Genova	12" – 14"	Grezzo/prodotti	Non in uso
Cremona – Trecate	6"	Gasolio	80 m ³ /h
		Benzina	110 m ³ /h
Cremona - Ostiglia	12"	Olio Combustibile	320 t/h (fermo)
Ostiglia – Sermide			
Cremona – ABIBES	6"	GPL	250 m ³ /h

La Raffineria è inoltre collegata con il vicino Deposito Tamoil Italia, sito in via Eridano, tramite le tubazioni riportate in *Tabella 2.2*.

Tabella 2.4 *Oleodotti di Raffineria Collegati al Deposito in Via Eridano*

Oleodotto	Diametro	Prodotti	Capacità
1	8"	Olio Combustibile	300 m ³ /h
2	6"	Gasolio	250 m ³ /h

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.

2.1.14 *Servizi di Raffineria*

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 di produzione (Visbreaking, Isomerizzazione 2, UltraFormer 2, Diesel Oil Ultrafiner) ed i servizi ausiliari (acqua, aria, rete antincendio) vengono alimentati sempre con energia elettrica di produzione Tamoil Raffinazione a maggiore garanzia di una continuità di esercizio. 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'H₂S 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.

La PRCV206A scarica in fiaccola l'eccesso di produzione da 5,8 kg/cm². Qualora l'eccesso di produzione fosse superiore alla capacità di scarico della PRCV206A interviene la seconda regolatrice a 6,3 kg/cm² PRCV206B sempre con scarico a fiaccola.

Il PT207 invia il segnale a due valvole regolatrici di integrazione. La PV-207/A apre il metano di integrazione al PV 530 proveniente dalla rete del gas metano SNAM e interviene quando la pressione scende al di sotto di circa 4,5 kg/cm².

La PV-207/B integra la rete con GPL da stoccaggio vaporizzato in PV-405 scambiatore a vapore, quando la pressione scende al di sotto di 4,5 kg/cm² nonostante la completa apertura della integratrice metano PV-207/A.

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 (attualmente SNAM), ove è installata una valvola di intercettazione a sfera del diametro di 8". In uscita dalla recinzione SNAM, 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 m³.

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 $10 \div 11 \text{ kg/cm}^2$.

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^2 . (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.

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.

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 m³.

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 m³ e 50 m³, 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.

In seguito si descrive il funzionamento della Fiaccola 2. Essa 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'analogia guardia idraulica PV-2305 è stata installata sulla fiaccola preesistente.

La fiaccola solitamente in esercizio 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^2
equivalenti a $6,31 \text{ kW/m}^2$
- Irraggiamento max alla cinta della raffineria 500 BTU/h-ft^2
equivalenti a $1,58 \text{ kW/m}^2$

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 rotometro, 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_2S . 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_2S . Anch'essa è dotata di misuratore di portata con le stesse caratteristiche sopra citate.

Postcombustore

Alcune correnti gassose in uscita dagli impianti vengono combuste in apposito postcombustore prima di essere immesse in atmosfera.

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 testa degli impianti SWS;
- 2) Gas di solfuro da impianto Merox;
- 3) Gas in uscita da impianto Zolfo.

Il forno F902 è dotato di sistemi e strumentazione di controllo atti a garantirne il buon funzionamento e la messa in sicurezza nel caso di anomalie. In particolare è dotato di blocchi per:

- mancanza di fiamma sia al pilota che al bruciatore fuel gas;
- alta temperatura camera di combustione;
- bassa pressione aria comburente;
- alta temperatura gas al camino;
- bassa pressione fuel gas al bruciatore.

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 m³/h ciascuna, a servizio della Centrale Termoelettrica;
- torri di raffreddamento a tiraggio indotto a sei celle, 4 da 700 m³/h ciascuna e 2 da 1.400 m³/h ciascuna, a servizio degli impianti produttivi della Raffineria (compresa l'unità CCR).

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; l'impianto di trattamento acque della Raffineria è stato autorizzato secondo il D.Lgs. 152/06 e s.m.i. dalla Provincia di Cremona.

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

Le acque bianche comprendenti gli scarichi sanitari (che sono preventivamente trattati in fosse biologiche), le acque piovane ed i drenaggi

dei bacini dei serbatoi vengono convogliate, tramite fognatura dedicata (fogna bianca), ad un trattamento primario di decantazione per gravità in due dei tre separatori API, al fine di sedimentare le eventuali particelle in sospensione provenienti dal lavaggio di strade e piazzali durante i periodi di pioggia e garantire il recupero di eventuali idrocarburi presenti.

Il processo di trattamento delle acque bianche avviene attraverso stadi diversi:

- 1) Separatore API
- 2) Impianto biologico (letto percolatore)
- 3) Sedimentatore
- 4) Laguna
- 5) Scarico fiume Po

Il processo di depurazione avviene attraverso stadi diversi.

Rete Fogna Oleosa – Acque Oleose

Le acque oleose, comprendenti lo scarico dei desalificatori del grezzo, l'effluente delle guardie idrauliche delle fiaccole, tutti gli altri scarichi oleosi degli impianti ed i drenaggi dei serbatoi del grezzo, vengono convogliate in una fognatura separata (fogna oleosa).

Il processo di trattamento delle acque oleose avviene attraverso stadi diversi:

- 1) Separatore Disk Oil
- 2) Separatore API
- 3) Separatori CPI (Corrugated Plate Interceptor)
- 4) Filtri a pressione "multimedia" previa aggiunta di flocculante
- 5) Impianto biologico (letto percolatore)
- 6) Sedimentatore
- 7) Laguna
- 8) Scarico fiume Po

Il processo di depurazione avviene attraverso stadi diversi.

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 m³ dove avviene la neutralizzazione e la correzione fine del pH mediante dosaggio, controllato da apposito analizzatore, dei reattivi chimici.

La fase finale di questo trattamento è completamente automatica.

Altre acque che vengono convogliate nella fogna acida, dopo essere state completamente neutralizzate, sono quelle provenienti dal lavaggio caustico

dei gas di rigenerazione dell'impianto CCR, nonché quelle provenienti dal lavaggio acido (in ciclo chiuso) del preriscaldatore aria del forno dell'impianto Crude Unit, effettuato durante la manutenzione straordinaria dell'impianto, e dal blow-down delle torri di raffreddamento.

Le acque così trattate sono inviate ad una vasca avente una superficie di 1.200 m² ed una capacità di 1.000 m³ per la raccolta degli scarichi dell'impianto di trattamento acque già neutralizzate.

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. La capacità di trattamento è di 30 m³/giorno. Attualmente la quantità di soda esausta è di circa 10 m³/mese. Sono inoltre presenti 2 serbatoi da 250 m³ (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 m³/h.

Ogni sezione è costituita da una torre di percolazione riempita con uno speciale materiale plastico in modulo auto portanti (FLOCOR M) formati da una serie alternata di fogli piani e sagomati in PVC.

Il processo di depurazione è del tipo ad ossidazione biologica con aerazione naturale. L'effluente da trattare viene alimentato, per mezzo di una pompa, alla torre e distribuito in modo uniforme per mezzo di un opportuno sistema di distribuzione statico "Splash Plate". Il liquido, distribuito sulla sommità del riempimento, scorre verso il basso bagnando completamente con un film sottile ed uniforme la superficie dei fogli di PVC, che evitano la caduta libera di gocce. Il liquido, contenendo ossigeno e residui organici in soluzione, in combinazione con il flusso di aria in controcorrente fornisce gli elementi necessari alla vita ed all'accrescimento dei batteri sulla vasta superficie del riempimento. I batteri, traendo nutrimento dalle acque da trattare, si moltiplicano e, col crescere in spessore della massa batterica, si staccano e vengono trascinati dalla corrente liquida per essere poi separati per sedimentazione.

La struttura del riempimento plastico è realizzata in modo da fornire una vasta superficie attiva, che consiste nella superficie di separazione tra il film di massa batterica e il liquido da trattare, che percola lungo tale superficie. Lo scopo è infatti quello di massimizzare tale superficie attiva in un volume relativamente ridotto.

All'uscita del Trickling Filter le acque trattate sono inviate ad un sedimentatore per la separazione dei fanghi. I fanghi prodotti sono inviati ad

un serbatoio di accumulo della capacità di 2510 m³ (S7) e quindi ad un sistema di centrifugazione tipo PIERALISI FP-5IO. Lo smaltimento avviene all'esterno della Raffineria tramite ditte specializzate e autorizzate.

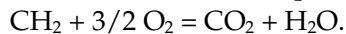
Le acque trattate dal sedimentatore sono inviate ad un bacino artificiale (laguna di aerazione) avente una superficie di 5.000 m² ed una capacità di 6.000 m³ che costituisce riserva idrica antincendio.

Associati agli impianti di depurazione sono inoltre i seguenti serbatoi:

- un serbatoio della capacità di 1.000 m³ (L12) per l'eventuale accumulo di acqua da inviare successivamente agli impianti di depurazione;
- un serbatoio della capacità di 3.000 m³ (A3) e n. 4 serbatoi ex deposito della capacità di circa 5.000 m³ per l'eventuale accumulo di acqua di prima pioggia da inviare successivamente all'impianto di trattamento acque oleose.

Trattamento Acque di Prima Falda

L'impianto per il trattamento delle acque della barriera idraulica, per la messa in sicurezza del sito, è costituito da un impianto biologico a filtri percolatori. Il filtro percolatore è in grado di trattare l'acqua emunta grazie all'attivazione di reazioni chimiche di biodegradazione, che schematicamente possono essere rappresentate dalla trasformazione degli idrocarburi disciolti in acqua in anidride carbonica e vapore d'acqua:



Il funzionamento dei biofiltri è basato sull'attivazione/costituzione di una flora batterica (microrganismi aerobici eterotrofi) che si sviluppa sulla superficie dei corpi di riempimento; l'acqua in arrivo dalla barriera viene distribuita a pioggia, tramite un sistema di ugelli diffusori, in corrispondenza della sommità dei filtri percolatori e percola per gravità sui corpi di riempimento.

La parte superiore dei percolatori è chiusa e tenuta in depressione da un sistema di aspirazione, al fine di evitare la dispersione di SOV, con depurazione dell'aria con filtro a carboni attivi.

Le acque trattate dai percolatori sono convogliate per gravità al punto di recapito, rappresentato dal pozzetto denominato "pozzetto Po"; a monte di quest'ultimo sono installati due pozzetti di campionamento identificati con le lettere "C" e "D" per il controllo/monitoraggio delle acque di scarico.

È stato valutato un carico idraulico superficiale pari a 4 m³/h m² ed un'altezza del letto dei corpi di riempimento, alla rinfusa, di 4,5 m.

L'impianto è composto da 24 percolatori con capacità di trattamento complessiva di 600 m³/h.

2.1.15

Raccordo Ferroviario

La TAMOIL RAFFINAZIONE S.p.A., in un'ottica di miglioramento globale sia dell'impatto ambientale (in termini di riduzione di inquinamento da traffico veicolare) 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.

Nelle attività sono compresi il trasferimento interno dei prodotti mediante tubazioni permanenti per l'invio o viceversa agli stoccaggi esistenti in Raffineria. Sono previsti due turni per le operazioni di carico e scarico, le quali non avverranno contemporaneamente. Sul binario n. 1 si effettua il carico di benzina, virgin nafta (VN) e gasolio (con braccio di carico dal basso), mentre sui binari n. 2 e n. 3 sono presenti solo bracci di carico dall'alto per il carico di solo olio combustibile. I binari n. 4-5-6 sono adibiti alla sosta e movimentazione dei treni.

La tecnologia utilizzata per la realizzazione del raccordo ferroviario, rispetta i più alti standard costruttivi e di buona ingegneria, oltre che i dettami della normativa RID.

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.

Sistema raccolta drenaggi

Sono presenti n.2 serbatoi da 10 m³ 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).

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 e assorbimento con lavaggio di benzina.

2.1.16 *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.

2.1.17 *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.

L'inglobamento non comporta aumento del livello di rischio né incremento delle emissioni inquinanti in quanto tutte le operazioni di caricamento nel Deposito sono state dismesse e trasferite alle pensiline di carico di Raffineria.

2.2 *PROGETTI AIA GIÀ IMPLEMENTATI*

Alcuni interventi facenti parte del programma di adeguamento della Raffineria (incluso nella richiesta di AIA – Scheda C) sono già stati implementati (e pertanto devono intendersi come parte integrante degli impianti esistenti in esercizio, di cui al precedente Paragrafo). Essi sono:

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

L'*Allegato 2* riporta la Scheda C aggiornata. Nel seguito si riporta, invece, una descrizione di ciascun intervento.

2.2.1 *Progetto Autoil 2*

Il progetto riguarda interventi di modifica di impianti esistenti che consistono nel potenziamento del grado di desolfurazione 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. 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).

Più precisamente 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.

2.2.2 *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 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. Con il progetto si è ottenuta una notevole riduzione delle emissioni complessive degli ossidi di Zolfo, in quanto in precedenza il gas acido subiva un trattamento di post-combustione con produzione di SO_x in atmosfera.

Il progetto è stato completato nell'aprile 2008.

2.2.3 *Installazione di Bruciatori Low NO_x*

Dal 2003, anno di riferimento della domanda AIA, sono stati installati bruciatori Low- NO_x 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- NO_x).

2.2.4 *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 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.

Si precisa che, 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.

Il progetto è cominciato a dicembre 2008.

2.2.5 *Sistema di Monitoraggio Continuo*

Il progetto SME (Sistema di Monitoraggio delle Emissioni) prevede il monitoraggio in continuo delle emissioni dei macroinquinanti (SO₂, NO_x, Polveri, CO) dai camini dei grandi impianti di combustione (pari complessivamente a più dell'80% della potenza termica) della Raffineria tramite analizzatori a camino.

Per quanto riguarda le emissioni degli altri impianti, incluso le fiaccole, il monitoraggio in continuo verrà effettuato tramite bilancio di massa per l'SO₂ e tramite fattori di emissione per i restanti inquinanti.

Il progetto è già stato implementato.

2.2.6 *Realizzazione Sistema LDAR*

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.

2.2.7 *Sistema di Gestione Ambientale*

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.

2.3 *PROGETTI AIA IN CORSO*

Un intervento facente parte del programma di adeguamento della Raffineria (incluso nella richiesta di AIA – Scheda C) non è ancora stato implementato: la realizzazione di un nuovo impianto TGTU.

L'*Allegato 2* riporta la Scheda C aggiornata. Nel seguito si riporta, invece, una descrizione di tale intervento.

2.3.1 *Realizzazione di Nuovo Impianto TGTU*

L'attuale performance degli impianti di recupero Zolfo, conformemente alle autorizzazioni rilasciate, è pari al 96%. La Raffineria, al fine di soddisfare requisiti di qualità dell'ambiente sempre più elevati, 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 progetto, dovendo tener conto dei programmi futuri della Raffineria, ha subito una ridefinizione delle tempistiche realizzative.

La scelta del processo è stata effettuata; è in corso la scelta della Società di ingegneria per l'effettuazione del "basic design" dell'impianto. La realizzazione è prevista entro il 2012.

2.4 *ULTERIORI INTERVENTI NEL PROGRAMMA DI ADEGUAMENTO*

Il programma di adeguamento della Raffineria Tamoil di Cremona prevede due ulteriori interventi:

- GTCC;
- Water reuse.

Come già precisato in premessa, gli interventi sopra citati non risultano più ricompresi nella Scheda C, in quanto la loro realizzazione sarà conseguente al soddisfacimento dei criteri previsti per la realizzazione del Progetto CUP (Cremona Upgrading Program), ossia:

- 1) ottenimento del positivo riscontro di pronuncia di compatibilità ambientale del Progetto CUP;
- 2) verifica ed aggiornamento degli “economics” del Progetto CUP alla luce delle prescrizioni richieste e del corrente scenario economico mondiale.

Nel seguito si riporta una descrizione di tali interventi.

2.4.1 *GTCC*

Il progetto GTCC è stato autorizzato all’installazione dalla Provincia di Cremona con Decreto dell’Aprile 2006, la Regione Lombardia con Decreto del Gennaio 2006 aveva escluso il progetto dalla Valutazione di Impatto Ambientale con prescrizioni.

La nuova centrale di Cogenerazione in sostituzione della centrale esistente è parte integrante del programma di upgrading della Raffineria di Cremona, progetto CUP, finalizzato a ridurre drasticamente la produzione di olio combustibile a favore di distillati a più basso impatto ambientale (10 ppm Zolfo).

Il programma di upgrading, essenziale per dare continuità alle attività della Raffineria, prevede, oltre alla GTCC, modifiche ad impianti esistenti (progetto MIP) e la realizzazione di nuove unità (progetto HCU), per le quali è stata inoltrata richiesta di pronuncia di Compatibilità Ambientale nel Gennaio 2008. Il procedimento è tuttora in corso.

La centrale è stata dimensionata per soddisfare i bilanci energetici della futura Raffineria e prevede anche l’alimentazione di vapore al teleriscaldamento del Comune di Cremona.

Il progetto GTCC richiederà circa 2 anni per la sua realizzazione.

Il progetto è costituito dei seguenti principali elementi:

- Turbina a gas
- Generatore di vapore a recupero (HRSG)
- Caldaia convenzionale
- Turbina a vapore a contropressione
- Unità ausiliarie (impianto Demi, sistema aria compressa, sistemi di alimentazione fuels, unità di alimentazione soluzione ammoniacale al DE-NOX, sistema di alimento vapore al teleriscaldamento, upgrading sistema distribuzione energia elettrica di Raffineria, nuova sala controllo centralizzata, ecc.)

2.4.2 *Water Reuse*

Il progetto di Water Reuse è parte integrante del progetto CUP e prevede il riutilizzo delle acque emunte dalla barriera idraulica.

Il progetto di Water Reuse richiede un tempo di realizzazione di circa 2 anni (ingegneria di dettaglio, acquisto materiali, costruzione).

Il progetto prevede le seguenti principali sezioni:

- Pretrattamento;
- Ultrafiltrazione;
- Osmosi inversa.

Le Tabelle 3.1 – 3.5 riportano le emissioni convogliate, in termini di flussi di massa e concentrazioni medie mensili, riscontrate rispettivamente negli anni dal 2004 al 2008. Come da indicazioni ricevute dal Gruppo Istruttore, i parametri considerati sono i seguenti: biossido di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x), monossido di carbonio (CO) e polveri.

Tabella 3.1 *Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2004*

Mese	SO ₂		NO _x	
	Flusso di massa [t]	Concentrazione [mg/Nm ³]	Flusso di massa [t]	Concentrazione [mg/Nm ³]
Gennaio	195,2	898,9	74,4	342,8
Febbraio	203,7	1093,0	62,0	332,7
Marzo	127,1	616,9	67,9	329,5
Aprile	172,2	892,6	67,8	351,3
Maggio	166,6	867,8	64,9	338,2
Giugno	127,0	674,4	60,9	323,6
Luglio	50,3	669,0	30,2	401,9
Agosto	135,5	736,3	46,6	253,1
Settembre	211,4	1146,3	51,1	277,0
Ottobre	232,0	1218,0	49,4	259,5
Novembre	158,5	891,8	44,1	248,1
Dicembre	234,3	1053,7	68,1	306,1
Totale anno	2.014	908	687	310

Si precisa che per CO e polveri non sono disponibili i dati mensili relativi al 2004 ed al 2005; nel seguito si riportano pertanto i valori totali annui:

- CO: 32 t (14 mg/Nm³) nel 2004 e 31 t (15 mg/Nm³) nel 2005;
- Polveri: 72 t (33 mg/Nm³) nel 2004 e 76 t (36 mg/Nm³) nel 2005.

Tabella 3.2 *Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2005*

Mese	SO ₂		NO _x	
	Flusso di massa [t]	Concentrazione [mg/Nm ³]	Flusso di massa [t]	Concentrazione [mg/Nm ³]
Gennaio	247,4	1144,1	65,2	301,6
Febbraio	172,6	1049,8	45,5	276,8
Marzo	224,1	1136,6	54,8	277,8
Aprile	195,3	1110,6	47,5	270,0
Maggio	161,5	913,5	44,4	250,9
Giugno	178,8	1186,4	34,9	231,7
Luglio	199,4	1201,3	40,5	243,7
Agosto	214,8	1224,8	45,7	260,3
Settembre	227,5	1245,6	46,1	252,3
Ottobre	209,5	1146,0	49,1	268,5
Novembre	102,5	631,8	40,7	250,9
Dicembre	126,7	676,9	54,0	288,3
Totale anno	2.226	1057	567	266

Tabella 3.3 *Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2006*

Mese	SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]
Gennaio	175,2	872,5	62,4	310,9	2,9	14,4	2,3	11,7
Febbraio	142,7	828,1	49,0	284,2	2,5	14,3	2,0	11,5
Marzo	112,1	611,7	44,1	240,9	2,5	13,4	1,7	9,3
Aprile	145,9	748,4	55,1	282,7	2,8	14,3	2,3	11,6
Maggio	205,4	992,8	54,6	263,9	2,8	13,5	2,0	9,7
Giugno	121,7	689,4	40,8	230,8	2,3	13,1	1,6	8,8
Luglio	146,8	754,2	54,5	280,1	2,7	13,8	2,0	10,5
Agosto	140,2	710,0	52,2	264,1	2,8	14,0	2,1	10,9
Settembre	151,2	860,7	42,7	243,2	2,5	14,0	1,5	8,6
Ottobre	157,8	1042,3	40,4	267,1	2,1	14,1	1,7	11,3
Novembre	148,4	758,1	52,3	267,1	2,8	14,4	2,3	11,5
Dicembre	115,6	607,9	49,8	262,0	2,8	14,6	2,3	12,0
Totale anno	1.763	787	598	267	31,3	14	23,8	10,6

Tabella 3.4 *Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2007*

Mese	SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]
Gennaio	121,8	563,2	65,9	304,7	3,2	14,8	2,7	12,4
Febbraio	142,7	832,2	48,2	281,0	2,5	14,7	2,1	12,3
Marzo	162,0	832,9	53,6	275,5	2,8	14,5	2,2	11,3
Aprile	84,6	517,2	40,6	248,3	2,5	15,0	1,9	11,4
Maggio	121,0	631,3	47,1	245,6	2,7	14,3	2,1	10,9
Giugno	187,3	997,5	48,2	256,6	2,7	14,2	2,1	11,0
Luglio	160,0	965,0	37,4	225,4	2,4	14,3	1,8	10,9
Agosto	135,0	670,0	55,0	273,1	2,8	13,8	2,0	10,2
Settembre	135,2	722,9	47,3	252,7	2,6	13,6	1,8	9,8
Ottobre	127,7	608,8	58,2	277,4	3,0	14,1	2,3	10,8
Novembre	117,9	576,8	57,1	279,3	2,9	14,2	2,3	11,1
Dicembre	156,7	929,9	45,2	268,2	2,4	14,5	2,0	11,9
Totale anno	1,652	730	604	267	32,4	14,3	25,2	11,2

Tabella 3.5 *Concentrazioni Medie Mensili - Anno 2008*

Mese	SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]	[t]	[mg/Nm ³]
Gennaio	171,1	803,9	64,8	304,7	3,2	15,0	2,7	12,8
Febbraio	139,7	744,5	53,7	286,0	2,8	15,2	2,5	13,1
Marzo	141,6	752,0	52,7	280,1	2,7	14,4	2,2	11,4
Aprile	138,9	688,8	56,9	282,0	2,9	14,5	2,3	11,4
Maggio	104,5	549,5	49,3	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	38,6	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	999,8	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	14,7	23,9	11,7

La *Tabella 3.6* riporta la stima delle emissioni non convogliate di VOC, per gli anni dal 2004 al 2008.

Tabella 3.6 *Stima delle Emissioni non Convogliate di VOC - Anni 2004-2008*

Anno	Emissioni totali [t]	Emissioni sul lavorato [%]
2004	1469	0,0388
2005	1339	0,0365
2006	386	0,0099
2007	374	0,0099
2008	292	0,0094

Si precisa che le variazioni riscontrate nel corso degli anni dipendono da quanto segue:

- i valori relativi agli anni 2004 e 2005 sono stati ottenuti attraverso un calcolo conservativo delle emissioni da processo (0,03% del lavorato), utilizzando metodologie EPA e Concaawe;
- i valori relativi all'anno 2006 tengono conto di:
 - implementazione del sistema LDAR (*Leak Detection And Repair*) su ISO1 ed ISO2;
 - utilizzo del programma EPA Tanks4 per il 50% dei serbatoi di benzina/grezzo;
- i valori relativi all'anno 2007 tengono conto di:
 - implementazione del sistema LDAR su CU1, CCR, IPSORB;
 - utilizzo del programma EPA Tanks4 per il 100% dei serbatoi di benzina/grezzo;
- i valori relativi all'anno 2008 tengono conto dell'implementazione di:
 - sistema LDAR su DOUF, VB, T2, HDS, CDW, UF2;
 - utilizzo del programma EPA Tanks4 per il 100% dei serbatoi di benzina/grezzo;
 - utilizzo del programma Water 9 per la contabilizzazione delle emissioni dalle vasche API ed applicazione del metodo EPA AP42, Capitolo 7, per le emissioni del carico (ATB e ferrovia), a conferma della metodologia EPA e Concaawe.

Facendo riferimento agli *articoli 269, comma 14, e 272, commi 1e 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*), si riportano nel seguito le emissioni presenti in Raffineria, ma non soggette ad autorizzazione:

- 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 m³/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 (il cui convogliamento è già previsto nell'ambito del Progetto CUP).

La Scheda B-Allegato B.20 (vedi *Allegato 3*) riporta la planimetria con l'ubicazione delle sorgenti di emissioni convogliate aggiornata: sono state aggiunte le sorgenti non soggette ad autorizzazione sopra elencate.

Per quantificare gli scenari emissivi, in accordo con la definizione di capacità produttiva (“capacità relazionabile al massimo inquinamento potenziale dell’impianto”), si è definito come punto fermo il massimo uso del combustibile più inquinante (l’olio combustibile), in funzione delle caratteristiche tecniche dei forni di Raffineria e della massima quantità tecnicamente utilizzabile da essi. Ad esso è stato aggiunto tutto il fuel gas producibile alla capacità produttiva, con il mix di grezzi utilizzati nel 2003; infine, a complemento delle necessità energetiche della Raffineria, è stata considerata una quantità adeguata di Gas Naturale che può essere approvvigionato dall’esterno tramite la rete SNAM.

Occorre tuttavia sottolineare che i dati stimati sulla base delle ipotesi sopra descritte non sono assolutamente vincolanti e non rappresentano la reale produzione della Raffineria, in quanto le rese dei vari prodotti sono influenzate dalla composizione del grezzo, che è assolutamente variabile, e possono discostarsi molto da quelle calcolate. I valori stimati devono quindi essere considerati solo come esemplificativi del processo reale.

Nel presente Capitolo vengono presentati tre scenari emissivi alla massima capacità produttiva, rispecchiando quanto già riportato al *Capitolo 2*:

- *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 Zolfo2, 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).

La *Tabella 5.1* riporta i tre scenari, in termini di flussi di massa e concentrazioni medie, rispettivamente per SO₂, NO_x, CO e Polveri. Si precisa che il contributo in termini di impatto ambientale apportato dai progetti facenti parte della richiesta di AIA già implementati è il seguente:

- SWS gas a Zolfo2 (intervento completato nell’Aprile 2008): riduzione delle emissioni di SO₂;
- Autoil 2 (intervento completato nel Marzo 2009): aumento delle emissioni di SO₂, NO_x, CO e polveri;
- Fuel swap su T2, CCR, DOUF e ISO1 (intervento iniziato nel Dicembre 2008): riduzione delle emissioni di SO₂, NO_x e polveri e leggero aumento

delle emissioni di CO (dovuto a fattori di emissione particolarmente sovrastimati e molto diversi dalla realtà);

- LowNOx burners sugli impianti Crude Unit1 (installazione nel 2004), Topping 2 (installazione nel 2005) e Visbreaker (installazione nel 2008): riduzione delle emissioni di NO_x.

Inoltre, il progetto TGTU (*scenario futuro*) comporterà un'ulteriore riduzione delle emissioni di SO₂.

Tabella 5.1 *Scenari Emissivi alla Massima Capacità Produttiva*

Scenario	SO ₂		NO _x		CO*		Polveri	
	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]
2003	3.558	1.114	1.073	355	365	124	140	44,18
Attuale	2.709	870	1.004	323	383	123	136	43,59
Futuro	2.509	807	1.004	323	383	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.

Le concentrazioni riportate in Tabella sono corrispondenti ai flussi di massa alla massima capacità produttiva. Si precisa che mentre il flusso di massa varia in modo linearmente proporzionale alla capacità produttiva, ciò non è vero per le concentrazioni, in quanto esse dipendono esclusivamente dal rapporto dei combustibili bruciati negli impianti in esercizio.

Ad esempio, la fermata di un impianto che brucia esclusivamente gas comporterebbe una variazione del rapporto tra i combustibili (a favore dell'olio) e quindi un aumento delle concentrazioni di inquinanti, pur essendo una riduzione delle capacità produttiva e dei combustibili utilizzati.

Si precisa che gli impianti di Raffineria possono bruciare gas o misto olio/gas. In particolare i fuel degli impianti sono così distribuiti:

- Impianto T2: fuel gas/fuel oil (fuel oil sul FR301 fino a dicembre 2008, ora non più per via del progetto di fuel swap);
- Impianto CU1: fuel gas/fuel oil;
- Impianto DOUF: fuel gas;
- Impianto UF2: fuel gas;
- Impianto VB: fuel gas/fuel oil;
- Impianto CDW: fuel gas;
- Impianto CCR: fuel gas/fuel oil (fuel oil fino a dicembre 2008, ora non più per via del progetto di fuel swap);
- Impianto TIP:
 - ISO1: fuel gas/fuel oil;
 - IPSORB: fuel gas;
 - ISO2: fuel gas;
- Impianto HDS: fuel gas;
- Centrale CTE: fuel gas/fuel oil;

Ad esemplificazione di quanto sopra, si riporta, a titolo puramente indicativo, uno scenario possibile (*Tabella 5.2*), caratterizzato da un flusso di massa complessivo molto inferiore alla capacità produttiva della Raffineria, ma con concentrazioni superiori rispetto a quanto riportato in *Tabella 5.1*. Lo scenario riportato in *Tabella 5.2* può, infatti, verificarsi in 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 desolfurazione e delle Isomerizzazioni (ISO1, ISO2, IPSORB, DOUF, CDW, HDS, UF2);
- parziale riduzione del carico al postcombustore, a causa delle fermate di cui sopra.

Nello scenario sopra descritto restano in marcia solo il Crude Unit, il VB, la CTE, le fiaccole ed il postcombustore.

La *Tabella 5.2* riporta tale scenario (realistico, ben lontano dalla capacità produttiva) a confronto con uno scenario reale, corrispondente a Dicembre 2008 (scelto in quanto mese di marcia regolare).

Tabella 5.2 *Scenari Emissivi Base (Dicembre 2008) e Realistico di Fermata Parziale*

Scenario	SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]	[t/a]	[mg/Nm ³]
Dicembre 2008	190,8	957	55,7	279	2,9	15	2,4	12
Fermata parziale	168,9	1.401	42,3	351	2,3	19	2,3	19

L'analisi della Tabella mostra che lo scenario relativo alla fermata parziale, pur registrando flussi di massa inferiori, è caratterizzato da concentrazioni superiori rispetto al caso base (Dicembre 2008).

Ad ulteriore conferma del fatto che le concentrazioni non sono proporzionali alla capacità produttiva, bensì al rapporto dei fuel, la *Tabella 5.3* riporta i quantitativi di fuel bruciati nei due scenari ed il loro rapporto.

Tabella 5.3 *Confronto Combustibili Bruciati*

Scenario	Fuel gas [t]	Fuel oil [t]	T Fuel gas/ t Fuel oil
Dicembre 2008	8.673,6	6.130,1	1,41
Fermata parziale	3.544,0	5.776,6	0,61

Il concetto sopra espresso è anche implicitamente ripreso dal *D.Lgs. 152/06* (come modificato dal *D.Lgs. 4/08*), che definisce (*art. 268*) la "soglia di rilevanza dell'emissione" come il "flusso di massa, per singolo inquinante, misurato a monte di

eventuali sistemi di abbattimento, e nelle condizioni di esercizio più gravose dell'impianto, al di sotto del quale non si applicano i valori limite di emissione".

Nel seguito si riportano alcune considerazioni in merito alle emissioni non convogliate di VOC.

Il sistema LDAR agisce sulle emissioni da processo, che nel 2008 sono state pari a 150,675 t. La restante quota di emissioni VOC, per arrivare alle 292 t complessive (vedi *Tabella 3.6*), è rappresentata dalle emissioni di serbatoi, vasche API, caricamento.

Alla fine del primo ciclo di LDAR, le sorgenti fuori soglia (>10.000 ppmv) rappresentano l'1,34% del totale di 28.804 sorgenti, pari a 386 sorgenti. Questo valore risente inoltre dei cicli di manutenzione, in quanto certe riparazioni sono possibili solo in condizioni di fermo impianto.

Il processo LDAR è ciclico; negli anni in cui non si fa monitoraggio e repairing si fa applica la tecnica OGI (Optical Gas Imaging).

Si precisa comunque che il valore di 1,34% risulta già piuttosto vicino al valore obiettivo (pari all'1%) definito dall'EPA Metodo 21 per un sistema LDAR avviato e mantenuto. Si ricorda, inoltre, che il valore obiettivo dell'1% è un valore statistico a cui il sistema LDAR deve tendere, non necessariamente si può raggiungere o superare.

Si precisa, infine, che gli interventi inclusi nel programma di adeguamento della raffineria, ma non facenti parte della richiesta di AIA (GTCC e Water reuse), porteranno i seguenti benefici ambientali:

- GTCC: il progetto comporterà:
 - una riduzione delle emissioni di SO_x rispetto alla potenzialità dell'esistente CTE (anno 2003) pari a circa 190 t/anno;
 - una riduzione delle emissioni di NO_x pari a circa 125 t/anno;
 - una riduzione delle emissioni di Polveri pari a circa 15 t/anno;
 - un incremento delle emissioni di CO pari a circa 170 t/anno (dovuto a fattori di emissione particolarmente sovrastimati e molto diversi dalla realtà);
- Water reuse: il progetto prevede il riutilizzo delle acque emunte dalla barriera idraulica pari a 2.100.000 m³/anno.

PROGRAMMA ADEGUAMENTO SERBATOI

Il parco serbatoi di stoccaggio della Raffineria Tamoil di Cremona è costituito da serbatoi fuori terra (si veda elenco riportato in *Tabella 6.1*); non sono considerati nel presente documento n. 11 serbatoi inertizzati utilizzabili in caso di emergenza sull'oleodotto GPL.

Il Parco Serbatoi ha lo scopo di assicurare:

- la carica necessaria agli impianti;
- le varie formulazioni dei blending per la preparazione dei prodotti finiti;
- la ricezione/spedizione di materie prime e prodotti finiti.

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.

Nei seguenti Paragrafi vengono descritte tali misure preventive.

La Raffineria, al momento, non prevede l'installazione dell'impermeabilizzazione dei bacini di contenimento, ritenendo sufficientemente cautelative le misure tecniche e gestionali sopra citate.

6.1

PROGRAMMA DI ISPEZIONE E MANUTENZIONE DEL PARCO SERBATOI

Nel presente paragrafo sono raccolte, per ciascun serbatoio, le informazioni concernenti lo stato manutentivo, intendendo come tali le ispezioni e gli interventi effettuati.

A tal proposito, per i serbatoi fuori terra, si sottolinea che, 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.

Tutte le attività di controllo e manutenzione sono svolte da Tamoil in accordo alle normative di settore. Inoltre su alcuni serbatoi, i fondi sono trattati con vernici specifiche per evitare corrosioni. Al fine di verificarne l'integrità, Tamoil sta testando (processo ciclico) i serbatoi di stoccaggio fuori terra presenti all'interno della Raffineria impiegando la tecnica delle emissioni acustiche (EA) prevista dalle UE-BREF per gli stoccaggi. Tale tecnica è una tecnica di controllo non invasiva per le strutture: i sensori per l'emissione acustica "ascoltano" le strutture a determinate frequenze (20-300KHz) e possono determinare le corrosioni attive e le rotture microstrutturali.

Uno dei vantaggi principali di questa tecnologia di controllo non distruttivo è la possibilità di osservare il processo di cedimento strutturale durante l'esercizio senza disturbare la struttura in esame. L'emissione acustica può essere usata quindi come metodo preventivo di monitoraggio dello stato dei serbatoi prima di incorrere in situazioni critiche.

Il metodo si basa sulla rilevazione di segnali ultrasonori attraverso sensori piezoelettrici.

I sensori sono attaccati sul mantello del serbatoio con l'ausilio di supporti magnetici e distribuiti lungo tutta la circonferenza ad un'altezza di circa 1 m. La massima distanza tra due sensori non deve superare i 15 m: questa

condizione definisce il numero di sensori necessari per realizzare il test su di un dato serbatoio (numero minimo di sensori impiegato 6).

I sensori trasformano le onde sonore in segnali elettrici; il segnale pre-amplificato è connesso con uno dei canali di input del sistema di misurazione attraverso un cavo BNC. Il sistema di misurazione è impiegato per processare, memorizzare e rappresentare i dati acquisiti.

Perdite o corrosioni attive sono sorgenti di emissioni acustiche: la possibile ragione di ciò è rappresentata da turbolenze che si creano attraverso i fori e gli elementi della corrosione in formazione.

L'onda sonora si propaga dalla sorgente fino al sensore principalmente nel liquido stoccato all'interno del serbatoio. Pertanto il percorso di propagazione è il seguente: sorgente sul fondo, liquido, pareti metalliche del serbatoio ed infine sensore.

Dal momento che i sensori sono applicati in diverse posizioni, l'onda sonora è captata dai sensori in diversi momenti; la differenza nel tempo d'arrivo di questi segnali di emissioni acustiche, insieme alla velocità del suono ed alla posizione dei sensori, sono i parametri principali per localizzare la sorgente sonora. Attraverso un algoritmo appropriato è quindi possibile calcolare, a partire dal tempo di percorrenza dell'onda sonora, la localizzazione della sorgente.

Tale tecnologia presenta alcune limitazioni che non permettono di effettuare il test in determinate condizioni operative del serbatoio, in particolare:

- presenza di fondami: esiste, infatti, un livello minimo dello spessore/densità del fondame oltre il quale non è possibile effettuare il test; in tal caso il test può essere ripetuto quando il livello del fondame è inferiore al livello minimo;
- presenza di rumore di fondo: le fonti di rumore poste in vicinanza dei serbatoi generano impedimenti ad effettuare il test, il quale viene eseguito durante la fermata delle/degli unità/impianti; durante la prossima fermata si avrà pertanto la possibilità di procedere ad alcuni riesami come menzionato in *Tabella 6.1*.

Per superare le limitazioni tecniche sopraccitate viene utilizzata la tecnologia innovativa CIAET (Compulsory Induced Acoustic Emission Technique), che permette di verificare l'integrità dei fondi dei serbatoi in presenza di fondami e/o rumore di fondo.

La tecnologia CIAET sopraccitata è una metodologia che permette l'indagine dei fondi dei serbatoi tramite l'immissione di un'onda acustica senza necessità di mettere fuori servizio il serbatoio per operazioni di svuotamento o pulizia

e, quindi, permette di operare completamente dall'esterno del serbatoio senza arrecare alcun disturbo/interferenza all'attività produttiva.

Si tratta di un metodo di ispezione basato sugli effetti fisici dell'immissione provocata di un'onda acustica; questa metodologia registra e analizza le densità spettrali di segnali acustici indotti come la risposta delle microstrutture degli oggetti testati e, in particolare, analizza i cambi delle frequenze caratteristiche delle emissioni acustiche indotte in sei differenti range di frequenza.

Il metodo comprende un complesso algoritmo e relativo software che permette l'automazione del processo di analisi degli spettri e di interpretazione dei dati; una dedicata routine permette di individuare, localizzare e dimensionare eventuali difetti, valutare l'intensità e il carattere della degradazione e di calcolare la vita residua dell'oggetto testato (determinazione dello stato del serbatoio).

La *Tabella 6.1* contiene le informazioni concernenti lo stato di ispezione/manutenzione dei serbatoi; in particolare è specificato per ogni serbatoio l'anno di costruzione, l'anno relativo all'ultimo test effettuato, il risultato delle emissioni acustiche ed eventuali note sugli interventi eseguiti.

Il risultato delle emissioni acustiche EA viene restituito secondo 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.

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

Tabella 6.1 Ispezione/Manutenzione Serbatoi

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anno)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
A1	1954	2007	II	Manutenzione 2008 (bonifica e ispezione visiva)
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	Riesame 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	2008	Riesame dopo 1 anno	CIAET
B7	1958	2007	NPF	Manutenzione in corso
B8	1964	2006	II	Riesame 2009
B9	1967	2008	III	Riesame 2009
B10	1967	2007	Riesame dopo 2,6 anni	Riesame gennaio 2009 con tecnologia CIAET
B11	1967	2008	Riesame dopo 2,2 anni	CIAET
B12	1968	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
B13	1968	2008	Riesame dopo 1,9 anni	CIAET
B14	1968	2008	Riesame dopo 2,3 anni	CIAET
B15	1971	2007	I	
B16	1972	2008	Riesame dopo 2,3 anni	CIAET
B17	1972	2008	Riesame dopo 2,3 anni	CIAET
B18	1982	2008	Riesame dopo 1 anno	CIAET
CT1	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT2	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT3	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
CT4	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
Ci6	1966	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
Ci7	1966	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
D1	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
D3	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
D4	1954	-	-	Serbatoio d'acqua
E1	1954	2008	II	
E2	1954	2005	I	
E3	1954	2006	II	Riesame 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	

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anno)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
E11	1958	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	2005	I	
E24	1971	2007	II	
E25	1972	2006	I	
E26	1972	2006	I	
E27	1970	2006	II	Riesame 2009
E28	1971	2008	IV	Manutenzione 2009
E29	1996	2008	II	
F1	1955	2006	I	
F2	1955	2006	II	Riesame 2009
F3	1956	2006	I	Manutenzione 2009
F4	1956	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
F5	1956	2008	I	
H1	1958	2007	I	
H2	1957	2006	I	
H3	1957	2007	I	
H4	1957	2007	II	
H5	1956	2007	II	
H6	1967	2008	III	Riesame 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	Riesame 2009
L11	1958	2006	II	Riesame 2009
L12	1958	-	-	Serbatoio d'acqua
L15	1967	2006	I	
L16	1967	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
L17	1967	2005	I	
M2	1955	-	-	Vuoto
M6	1955	-	-	Vuoto
M7	1955	2008	III	Riesame 2009
M8	1955	2008	II	
M11	1955	2008	Riesame dopo 2 anni	CIAET
M12	1955	-	-	Fondo conico ispezionabile esternamente
M13	1955	-	-	Fondo conico ispezionabile esternamente
S1	1955	-	-	Piccoli serbatoi di servizio
S2	1955	-	-	Piccoli serbatoi di servizio
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

Sigla	Anno di Costruzione	Test con Emissioni Acustiche (Anno)	Risultato Emissioni Acustiche	Note
4*				Bonificato fuori servizio
5*				Bonificato fuori servizio
7*				Serbatoio d'acqua
8*				Serbatoio d'acqua
9*				Serbatoio d'acqua

* Serbatoi Area Ex-Deposito

Tra il 2005 ed il 2008 sono stati testati tutti i serbatoi della Raffineria con la tecnologia delle emissioni acustiche e 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).

Per quanto concerne i serbatoi interrati (riportati in *Tabella 2.2, Paragrafo 2.1.12*), si precisa che quelli in servizio sono stati testati mediante prova di tenuta a vuoto; le prove eseguite hanno dato esito positivo.

Il piano di controllo procede in accordo alle norme vigenti in materia di serbatoi interrati.

6.2 *INSTALLAZIONE DI DOPPI FONDI E/O BARRIERE IMPERMEABILI O APPLICAZIONE DI RIVESTIMENTO/VERNICIATURE DEI FONDI*

L'installazione di doppi fondi e/o barriere impermeabili o l'applicazione di rivestimento/verniciature dei fondi hanno lo scopo di proteggere i suoli dalle piccole perdite che potenzialmente si possono verificare attraverso i fondi dei serbatoi. La Raffineria ha effettuato i seguenti interventi:

- installazione di doppi fondi o barriere impermeabili sui serbatoi ritenuti più critici: attualmente n. 3 serbatoi sono dotati di doppi fondi e n. 2 di barriere impermeabili;
- applicazione di rivestimento o verniciatura delle lamiere di fondo: il 50% circa dei serbatoi ne è dotato.

6.3 *INSTALLAZIONE DI ALLARMI DI LIVELLO*

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.

ULTERIORI PRECISAZIONI

Come anticipato durante l'incontro con il Gruppo Istruttore, si coglie l'occasione per presentare alcune precisazioni rispetto alla documentazione consegnata ad Ottobre 2008:

- *Scheda A.1 – Identificazione dell'impianto* (vedi *Allegato 4*): aggiornamento dei dati relativi al Gestore dell'impianto ed al Referente IPPC;
- *Scheda A.6 – Autorizzazioni esistenti per impianto* (vedi *Allegato 4*): inserimento dell'autorizzazione allo scarico in acque superficiali delle acque reflue industriali costituite dalle acque di falda emunte dai 15 pozzi formanti la Barriera Idraulica finalizzata alla messa in sicurezza di emergenza;
- *Scheda B-Allegato B.20* (vedi *Allegato 3*): inserimento delle emissioni non soggette ad autorizzazione, delle fiaccole (di emergenza) e dei VRU di riserva nella planimetria delle emissioni convogliate;

Le modifiche apportate alla *Scheda C* (vedi *Allegato 2*) sono già state analizzate in dettaglio nei precedenti Capitoli; a fini esclusivamente riepilogativi, si ricorda che esse sono le seguenti:

- inserimento di ulteriori interventi già realizzati che non erano stati previsti nel programma di adeguamento originario (Low NOx Burners su Crude Unit e Topping 2; Fuel swap);
- ridefinizione delle tempistiche realizzative del progetto TGTU;
- eliminazione dalla Scheda di due interventi (GTCC e Water reuse) la cui realizzazione è conseguente ai criteri previsti per la realizzazione del Progetto CUP, esplicitate nel *Paragrafo 2.4*, e che pertanto non rientrano nella richiesta di AIA.

Tutte le altre Schede della richiesta di AIA non esplicitamente richiamate sopra rimangono invariate.