



**ISTANZA DI AIA –
ALLEGATO C.6 REV. 1: NUOVA
RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI
PRODUTTIVI**

di

ENI S.p.A.

Divisione Refining & Marketing

RAFFINERIA DI VENEZIA

30 Giugno 2008



**ISTANZA DI AIA –
ALLEGATO C.6 REV. 1: NUOVA
RELAZIONE TECNICA DEI
PROCESSI PRODUTTIVI**

di

ENI S.p.A.

Divisione Refining & Marketing

RAFFINERIA DI VENEZIA

30 Giugno 2008

INDICE

- 1. INTRODUZIONE**
- 2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA**
 - 2.1. DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO DI LAVORAZIONE
 - 2.2. DESCRIZIONE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI
 - 2.3. DESCRIZIONE SERVIZI AUSILIARI
 - 2.4. SUDDIVISIONE IN FASI DEL PROCESSO
 - 2.5. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE UNITÀ DI RAFFINERIA
 - 2.6. EVOLUZIONE STORICA DELLA RAFFINERIA
 - 2.7. ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO/ DECOMMISSIONING
 - 2.8. MODALITÀ DI CONTROLLO DEL PROCESSO E SISTEMI DI SICUREZZA
- 3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA**
 - 3.1. FASE RAFFINAZIONE
 - 3.2. FASE GESTIONE UTILITIES
 - 3.3. FASE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE
 - 3.4. FASE TRATTAMENTO REFLUI
 - 3.5. FASE GESTIONE RIFIUTI
 - 3.6. INTERSCAMBI ENERGIA/MATERIA DELLA RAFFINERIA
- 4. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE**
 - 4.1. QUADRO GENERALE
 - 4.2. CARATTERIZZAZIONE QUANTITATIVA DELLE SOSTANZE INQUINANTI EMESSE
- 5. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO**
 - 5.1. DESCRIZIONE FERMATE PROGRAMMATE
 - 5.2. DESCRIZIONE CARATTERISTICHE AVVIAMENTO E TRANSITORI
 - 5.3. DESCRIZIONE CONDIZIONI ANOMALE
 - 5.4. UNITÀ AUSILIARIE E MINORI
 - 5.5. SISTEMA BLOW-DOWN E TORCE
- 6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI**
 - 6.1. ANALISI FERMATE NON PROGRAMMATE
 - 6.2. ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI
 7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ
 - 7.1. UNITÀ DISTILLAZIONE PRIMARIA 2 - DP2
 - 7.2. UNITÀ DI DISTILLAZIONE PRIMARIA 3 - DP3
 - 7.3. UNITÀ VISBREAKING/THERMAL CRACKING – VB/TC
 - 7.4. UNITÀ REFORMING CATALITICO 3 - RC3
 - 7.5. UNITÀ ISOMERIZZAZIONE ISO
 - 7.6. UNITÀ DESOLFORAZIONE1 - HF1
 - 7.7. UNITÀ DESOLFORAZIONE 2 - HF2
 - 7.8. UNITÀ 22 – RIGENERAZIONE AMMINE
 - 7.9. SPLITTER GPL
 - 7.10. UNITÀ PRODUZIONE VAPORE E ENERGIA ELETTRICA COGE
 - 7.11. UNITÀ PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA
 - 7.12. UNITÀ RAFFREDDAMENTO MACCHINE IN CIRCUITO A TORRE
 - 7.13. UNITÀ PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE ARIA COMPRESSA
 - 7.14. UNITÀ DISTRIBUZIONE ACQUA DI RAFFREDDAMENTO
 - 7.15. UNITÀ SWS 1, 2, 3

- 7.16. UNITÀ RECUPERO ZOLFO RZ1, RZ2 E GAS DI CODA HCR
- 7.17. UNITÀ TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (TE)
- 7.18. TORCIA

Allegato 1 - Elenco degli interventi di adeguamento

- Allegato 1.1 - Introduzione Gas Naturale come combustibile gassoso nella rete FG di raffineria
- Allegato 1.2 - Copertura vasche di disoleazione (studio)
- Allegato 1.3 - Guarnizioni per tubi di campionamento serbatoi in connessione con l'atmosfera
- Allegato 1.4 - Installazione di sistema recupero vapori carico navi
- Allegato 1.5 - Messa fuori servizio serbatoi interrati a parete singola
- Allegato 1.6 - Installazione di doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio di benzine, kerosene, gasoli e greggi
- Allegato 1.7 - Programma pluriennale di ispezione e manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria
- Allegato 1.8 - Pavimentazione area di carico delle cisterne ferroviarie
- Allegato 1.9 - Studio di interventi di recupero energetico
- Allegato 1.10 - Realizzazione nuovo serbatoio per lo stoccaggio del bitume

1. INTRODUZIONE

Il presente documento riporta solo i capitoli/paragrafi modificati rispetto all'Allegato B18 rev.1 ed in allegato la descrizione dettagliata degli interventi di adeguamento riportati nella Scheda C rev.1.

Per facilitare il confronto con il suddetto Allegato B18, il presente documento ne riporta l'indice con evidenziati in giallo i capitoli/paragrafi modificati e qui riportati.

2.2 Descrizione Stoccaggio e Movimentazione prodotti

La Raffineria dispone di un parco di circa 138 serbatoi per una capacità complessiva di circa 1.310.000 m³. Il greggio viene stoccato in serbatoi ubicati presso l'Isola dei Petroli, la cui capacità complessiva risulta essere di circa 550.000 m³ equivalente al 42 % della capacità totale sudetta.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime (segregazione di greggi in accordo alle diverse qualità) e della ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili.

In particolare si possono distinguere quattro tipologie di stoccaggi, previsti dalla normativa vigente:

- serbatoi tumulati, destinati allo stoccaggio di GPL;
- serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es.: greggi, benzine, MTBE ecc);
- serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es, Petroli, Kerosene ecc.);
- serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli combustibili, Bitumi ecc).

E' prevista l'installazione di un nuovo serbatoio di stoccaggio bitumi della capacità di circa 4.300 m³. L'intervento prevede inoltre la realizzazione di un nuovo sistema di riscaldamento attraverso un sistema ad hot oil, riscaldato tramite caldaia alimentata a fuel gas con convogliamento dei fumi al camino dell'unità di distillazione primaria DP2.

In merito si veda l'Allegato 1.10.

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

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

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

La Darsena di Raffineria è formata da 2 approdi per navi cisterna.

Le principali materie prime introdotte (prevalentemente via mare) per lavorazione o miscelazione sono:

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

La distribuzione dei prodotti finiti avviene tramite:

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

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

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

La Raffineria dispone inoltre di una baia a due corsie per lo scarico di autobotti di olio grezzo.

Le materie prime di natura non petrolifera (in generale, additivi e chemicals) vengono, invece, ricevuti via terra, mediante autobotti e/o con bulk in acciaio e Polietilene.

2.3 Descrizione Servizi Ausiliari

Energia elettrica, vapore e recupero calore

L'impianto di Cogenerazione (COGE) fa parte dei servizi ausiliari della Raffineria ed ha lo scopo di fornire vapore ed energia elettrica necessarie sia per il funzionamento degli impianti che degli offsites. L'impianto rimpiazza la precedente Centrale Termoelettrica con un potenziamento delle precedenti prestazioni e la possibilità di cedere al RTN energia elettrica prodotta dal Turbogas. Il nuovo impianto è così strutturato dal punto di vista termico:

- 1 caldaia a recupero da Turbogas e postcombustione da 125 t/h a 43 barg (di cui 50 t/h fornite a solo recupero e 75 t/h a solo postcombustione);
- 1 caldaia a fuoco diretto da 120 t/h a 43 barg;
- 2 degasatori da 263 m³/h. 140°C, 2,2 barg;
- 1 turbina a gas da 25,6 MW elettrici;
- 1 turbina a vapore da 8,1 MVV, con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx nel turbogas, derivazione di 80 t/h a 14 barg per rete vapore tecnologico agli impianti e scarico 32 t/h a 4 barg per rete riscaldamenti e processo.

Le caldaie sono entrambe dotate di bruciatori a combustione mista fuel oil / fuel gas. Il turbogas è alimentato da fuel gas prodotto dalla raffineria opportunamente compresso a 16 barg e 140 °C. I fumi di scarico della turbogas alimentano la caldaia a recupero dotata di postcombustione.

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto a letti di resine di scambio ionico, capace di produrre di 240 m³/ora di acqua DEMI. Per produrre l'acqua demineralizzata viene utilizzata acqua dolce d'origine superficiale proveniente dal fiume Sile e fornita mediante Convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (CUAI).

Acqua di raffreddamento

La raffineria utilizza acqua mare come fluido di raffreddamento (once-through cooling) in scambiatori di calore dedicati. Le acque di raffreddamento effluenti dagli impianti vengono convogliate tramite linee dedicate a vasche di calma prima dello scarico finale in laguna.

Nel sistema fluisce una portata di circa 7000 m³/ora di acqua mare.

Aria compressa

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essicata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti.

Nel sistema fluisce una portata di circa 4000 kg/h.

Distribuzione Fuel Oil

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria.

Distribuzione Fuel Gas

La raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel gas autoprodotta utilizzato come combustibile al Turbogas, ai forni e alle caldaie di raffineria.

La rete è costituita da due collettori di raccolta del fuel gas prodotto dagli impianti. Il collettore denominato Linea 1 riceve i gas, già trattati per la rimozione dell'H₂S, dalle attrezzature che sono esercite a pressione superiore a circa 3,5 bar mentre il collettore denominato Linea 3 riceve i gas dalle attrezzature esercite a pressioni inferiori a circa 3,5 bar (gas provenienti da topping, splitter, ecc). Il gas della linea 3 viene inviato, dopo compressione, a lavaggio con ammina per l'eliminazione dell' H₂S e immesso in Linea 1. Nella linea 1 viene anche immesso il gas, già trattato per la rimozione dell'H₂S, proveniente dal sistema di recupero gas di torcia.

Previo passaggio attraverso appositi separatori per l'abbattimento di eventuale condensa il fuel gas viene immesso nel collettore denominato Linea 2 per essere distribuito alle utenze di raffineria.

Per l'alimentazione del turbogas dell'impianto COGE, è prevista ulteriore compressione del gas prelevato da Linea 2 a circa 16 bar (fuel gas ad alta pressione).

E' previsto il collegamento della rete fuel gas di Raffineria alla rete SNAM di gas metano. L'intervento prevede l'installazione di una stazione di riduzione della pressione del metano e l'interconnecting con la rete fuel gas.

In merito si veda l'Allegato 1.1.

Trattamento acque effluenti

Le acque reflue convogliate al collettore unico di fognatura di raffineria, sono inviate ad un apposito Impianto di Trattamento (Impianto T.E.).

In particolare, esistono in Raffineria 2 distinte linee di trattamento, operative dal 1973, che assicurano allo scarico il rispetto delle norme previste per la Laguna di Venezia.

La prima è costituita dalla Linea biologico, a cui sono inviate le acque di processo e condense di vapore non recuperate, il drenaggio di apparecchiature e serbatoi, le acque derivanti da desalinatori, gli scarichi igienico-sanitari ed le acque meteoriche raccolte nelle varie aree della Raffineria, per un flusso continuo complessivo fino a circa 240 m³/h (con un margine operativo del 20%).

La linea biologico si compone delle seguenti sezioni:

- un separatore a gravità tipo API;
- un serbatoio di equalizzazione dell' affluente all'impianto;
- una miscelazione con polielettrolita e solfato di ferro quali agenti coagulanti;
- un flottatore ad aria disciolta (DAF) a riciclo parziale e un flottatore ad aria indotta (IAF);
- un trattamento biologico a fanghi attivi in vasche di denitrificazione-ossidazione/nitrificazione;
- due chiarificatori secondari;

C6 NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

- una sezione di trattamento terziario con filtrazione su sabbia quarzifera;
- 2 bacini di aerazione finali utilizzati quali polmoni di acqua ad uso antincendio di Raffineria.

L'altra linea di trattamento è la Linea chimico fisico, impiegata per il trattamento delle acque scolanti dal parco serbatoi di Raffineria (Isola Petroli/Zona Nord Est), per un flusso complessivo fino a circa 150 m³/h.

La linea chimico fisico si compone delle seguenti sezioni:

- un flottatore ad aria disciolta (DAF) a riciclo parziale e due flottatori ad aria indotta (IAF);
- due filtri a sabbia quarzifera;
- due filtri a carbone attivo.

3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA

Nel presente capitolo sono descritti i bilanci di materia ed energia relativi alla configurazione alla capacità produttiva della Raffineria da autorizzare, per le seguenti fasi del processo accorpate:

- Fase Raffinazione;
- Fase Gestione Utilities;
- Fase Stoccaggio e Movimentazione;
- Fase Trattamento Reflui;
- Gestione Rifiuti.

Si riportano inoltre a parte i bilanci di materia ed energia per la fase Interscambi energia/materia della Raffineria

In particolare i bilanci sono restituiti in termini di variazioni (Δ), dove:

Δ = dati alla capacità produttiva riportati in Scheda B rev.1 +/- variazioni apportate dagli interventi di adeguamento descritti nella Scheda C rev.1 e negli Allegati al presente documento.

3.1 -3.2 -3.3 -3.4 -3.5 Fasi Raffinazione, Gestione Utilities, Stoccaggio e Movimentazione, Trattamento Reflui e Gestione Rifiuti

Tabella 1 – Δ (Bilancio di materia ed energia) determinato dalla realizzazione degli interventi di adeguamento

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Δ Grezzi: 0 Δ Semilavorati: 0 Δ Additivi: 0 Δ Combustibili: 0	Δ Propano: 0 Δ GPL: 0 Δ Benzina aut.: 0 Δ Kerosene: 0 Δ Gasolio aut/risc.: 0 Δ Oli combustibili: 0 Δ Zolfo liquido: 0 Δ Bitumi: 0 Δ Altri: 0 Δ Perdite: 0
Utilities	Δ Elettricità: 0 Δ Acqua potabile: 0 Δ Acqua industriale: 0	Δ Elettricità: 0
Emissioni in atmosfera		Δ SO ₂ : 0 Δ NO _x : 0 Δ PST: 0 Δ CO: 0 Δ CO ₂ : 0 Δ VOC: -102 t/a Δ Benzene : -0,92 t/a
Scarichi idrici ed emissioni in acqua		Δ Scarichi: 0 Δ Emissioni: 0 Δ COD: 0 Δ BOD ₅ : 0 Δ HC totali: 0 Δ Ammoniaca: 0

		Δ Azoto totale: 0 Δ Azoto nitroso: 0 Δ Fosfati: 0 Δ Solidi sospesi: 0
Rifiuti		Δ Rifiuti : 0

3.6 Fase Interscambi energia/materia della Raffineria

La raffineria nell'ambito del proprio funzionamento può importare, in caso di necessità, energia elettrica dalla rete di trasmissione nazionale di elettricità RTN; importa acqua potabile dall'Acquedotto comunale di Venezia ed acqua industriale dal Consorzio utenti acqua industriale (C.U.A.I.).

Nella seguente tabella è illustrato il bilancio di materia ed energia dovuto al contributo descritto in precedenza:

Tabella 2 – Δ (Bilancio di materia ed energia) determinato dalla realizzazione degli interventi di adeguamento

	IN (dalla raffineria)	OUT (verso la raffineria)
Rete RTN	Δ Elettricità: 0	Δ Elettricità: 0
Acquedotto Comune di Venezia		Δ Acqua potabile: 0
Acquedotto C.U.A.I.		Δ Acqua industriale: 0

Allegato 1 - Elenco degli interventi di adeguamento

- 1.1 Introduzione Gas Naturale come combustibile gassoso nella rete FG di raffineria
- 1.2 Copertura vasche di disoleazione (studio)
- 1.3 Guarnizioni per tubi di campionamento serbatoi in connessione con l'atmosfera
- 1.4 Installazione di sistema recupero vapori carico navi
- 1.5 Messa fuori servizio serbatoi interrati a parete singola
- 1.6 Installazione di doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio di benzine, kerosene, gasoli e greggi
- 1.7 Programma pluriennale di ispezione e manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria
- 1.8 Pavimentazione area di carico delle cisterne ferroviarie
- 1.9 Studio di interventi di recupero energetico
- 1.10 Realizzazione nuovo serbatoio per lo stoccaggio del bitume

**Allegato 1.1 Introduzione Gas Naturale come
combustibile gassoso nella rete FG di Raffineria**

12

Introduzione Gas Naturale come combustibile gassoso nella rete FG di Raffineria

La Raffineria utilizza quali combustibili primari olio combustibile e gas residuo di raffinazione. Entrambi i combustibili sono completamente autoprodotti dallo stabilimento e vengono inviati a forni di processo ed alle caldaie d'impianto. Il gas residuo viene inoltre utilizzato per alimentare la turbina a gas di Raffineria.

La Raffineria è dotata di una rete interna di distribuzione del gas residuo di raffinazione mantenuta alla pressione operativa di 3 barg. La rete, aerea ed a temperatura debolmente superiore alla temperatura ambiente, è dotata di due ricevitori-separatori di condensa (V15/V16) ed è collegata alla torcia di stabilimento.

Progetto di collegamento alla rete SNAM

Il progetto prevede il collegamento della rete fuel gas di Raffineria alla rete SNAM di gas metano con lo scopo di ottenere una riduzione delle emissioni di NOx e PST dell'impianto COGE pari al 10% per gli NOx e di circa il 40% per le PST rispetto ai dati medi abituali.

Gli interventi di competenza della Raffineria previsti dal progetto sono stati completati a Dicembre 2006. Tali interventi sono consistiti nella realizzazione della rete di adduzione metano all'interno dell'area di Raffineria (installazione di una stazione di riduzione della pressione ed interconnecting con la rete gas di Raffineria).

La Raffineria è in attesa dell'allacciamento al collettore SNAM di gas metano, intervento a cura della SNAM Rete Gas S.p.A; il ritardo nel completamento di tale attività è legato allo svolgimento dell'iter autorizzativo (a cura SNAM) e pertanto il progetto è attualmente "congelato".

La riduzione di emissioni descritta in precedenza, pur non essendo ancora disponibile l'apporto di gas metano dalla rete esterna SNAM, è stata comunque ottenuta adottando opportuni accorgimenti gestionali sul mix di combustibili in alimentazione all'impianto COGE, in ottemperanza all'impegno assunto dalla Raffineria verso le Autorità locali con la sottoscrizione del "Protocollo d'intesa per l'attuazione di misure di contenimento di polveri ed ossidi di azoto degli impianti produttivi siti nel Comune di Venezia" avvenuta il 22 Giugno 2006.

L'introduzione di gas metano conseguente al completamento del progetto consentirà, tuttavia, una maggiore flessibilità in considerazione della variabilità della quantità di fuel gas disponibile in funzione della variazione degli assetti operativi.

Descrizione dell'intervento

L'intervento prevede l'installazione di una stazione di riduzione della pressione del metano prelevato dalla rete SNAM e l'interconnecting con la rete fuel gas di Raffineria.

Il metano, prelevato da un collettore SNAM, viene preventivamente laminato nella stazione di riduzione ad una pressione compatibile al suo utilizzo in raffineria.

In dettaglio, la stazione di riduzione della pressione è composta da:

- valvole di sezionamento (SDV), verso collettore SNAM, a comando remoto;
- doppia linea di filtri, singolarmente dimensionati per il totale prelievo;

- gruppo di misura della portata del metano;
- tripla linea di preriscaldatori e laminatrici autoregolanti, per massimizzare la affidabilità del sistema di controllo della pressione.

Inoltre:

- la tubazione di trasporto dalla stazione di riduzione alle utenze di raffineria è esterna, parte su rack aereo, parte a piano campagna;
- il riscaldamento del metano alla stazione di riduzione è eseguito con vapore di rete interna di Raffineria.

Allegato 1.2 Copertura vasche di disoleazione

Riduzione delle emissioni diffuse dalle vasche API, mediante copertura, aspirazione e trattamento vapori: Stato d'avanzamento**Premessa**

La Raffineria di Venezia è dotata di un impianto di trattamento dei reflui liquidi (di seguito TE) che tratta tutti gli streams liquidi convogliati al collettore di fognatura di Raffineria (intesi come acque di processo e acque meteoriche)

La sezione d'impianto di desoleazione primaria si compone di due pre-vasche, in disposizione serie, dotate di sistemi automatici di rimozione continua degli idrocarburi surnatanti ("DISCOIL") e di tre vasche modello "API separator", in disposizione parallelo, dotate di carri traslatori a rimozione degli idrocarburi surnatanti e del particolato pesante/fango che si deposita per gravità sul fondo delle suddette vasche.

Il refluo in uscita da tale sezione viene inviato al parco serbatoi acque reflue di stabilimento per successivo invio al trattamento di depurazione chimico-fisico, biologico e di filtrazione terziaria (impianto TE).

La Raffineria ha eseguito uno studio di fattibilità per un progetto di copertura della vasche di desoleazione primaria delle acque in alimento all'impianto di trattamento delle acque reflue.

Lo scopo dell'impianto è la captazione ed il trattamento depurativo delle emissioni aeriformi diffuse dalle vasche con l'obiettivo di traguardare la riduzione delle emissioni nelle aree limitrofe.

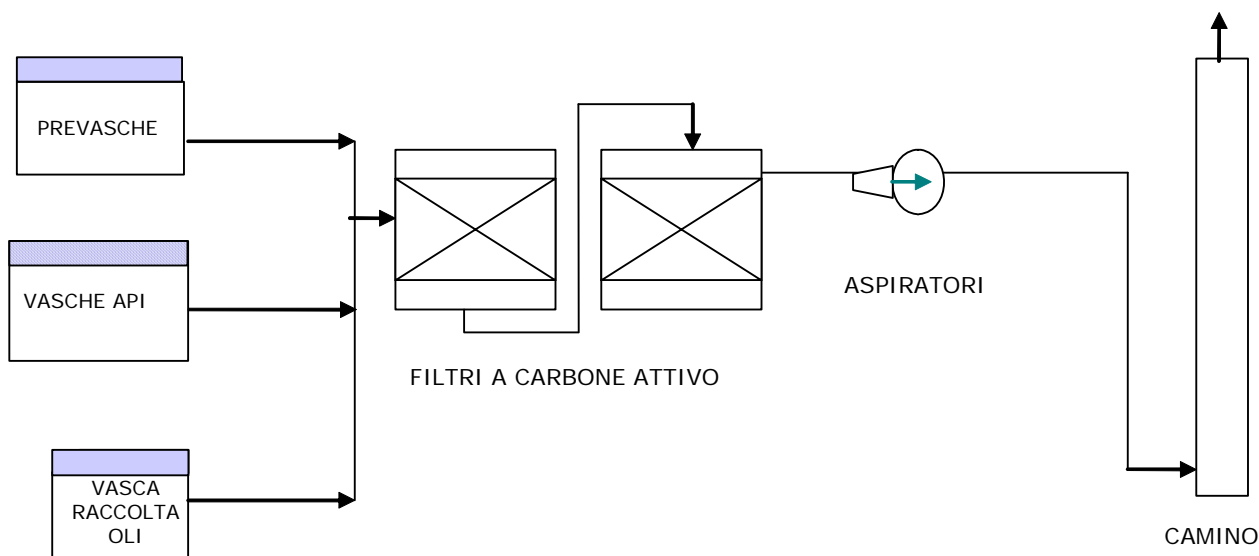
A valle dello studio di fattibilità, nel 2007, la Raffineria ha eseguito uno studio di basic design.

L'attività eseguita si è svolta in più fasi:

1. E' stata condotta una campagna analitica di monitoraggio allo scopo di rilevare la tipologia e le concentrazioni delle emissioni aeriformi diffuse nelle aree limitrofe alle vasche di desoleazione primaria e delle componenti idrocarburiche del refluo liquido di provenienza collettore di fognatura unico di Raffineria;
2. Sulla base dei risultati analitici ottenuti sono state esaminate le possibili tecnologie di confinamento e di trattamento dell'aria contaminata ed è stata individuata la soluzione impiantistica ottimale;
3. E' stato eseguito lo studio di basic per il sistema di captazione/trattamento prescelto.

Configurazione impiantistica oggetto di progettazione di base

Si riporta di seguito uno schema della configurazione impiantistica oggetto della progettazione:

**Sezione di captazione**

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

Sistema di abbattimento

Per il trattamento dell'aria contaminata aspirata dalle coperture è stata prevista la realizzazione di un sistema di abbattimento (fig. 2) con carboni attivi che saranno rigenerati esternamente al sito.

Il sistema permette di realizzare una rimozione superiore al 90% dei composti organici ed è caratterizzata da un'elevata flessibilità di funzionamento alle variazioni della concentrazione di contaminanti presenti nell'aria da trattare.

Camino

Le emissioni aeriformi diffuse captate e trattate verranno convogliate in un nuovo punto di emissione per il quale si richiede autorizzazione nell'ambito di tale istanza.

Il camino in oggetto sarà denominato S43. L'ubicazione e le caratteristiche geometriche verranno definite una volta completato il Front End Engineering Design (FEED).

Stato di avanzamento

Sulla base dei dati progettuali definiti nel basic design, nel maggio 2008 la Raffineria ha assegnato un contratto per la preparazione del Front End Engineering Design (FEED).

Le informazioni contenute nel FEED consentiranno:

- l'esecuzione della preventivazione +/-10% del progetto;
- l'approvvigionamento dei materiali e dei servizi di ingegneria di dettaglio;
- l'approntamento di tutta la documentazione necessaria per lo

svolgimento di una gara d'appalto per la realizzazione, con formula "chiavi in mano", del suddetto progetto.

Tale documentazione sarà inoltre propedeutica a:

- richiedere l'apertura della commessa di investimento per la realizzazione del progetto (verso la direzione Eni);
- richiedere le autorizzazioni verso gli enti competenti.

In sintesi, questo progetto permetterà una riduzione delle emissioni in atmosfera diffuse di benzene, idrocarburi e VOC totali.

In particolare, sulla base dell'efficienza di abbattimento prima indicata, la riduzione stimata delle emissioni diffuse risulta pari a 102 t/a per i VOC e di 0,92 t/a di benzene.

Allineamento con le Migliori Tecniche Disponibili

La configurazione impiantistica individuata risulta conforme a quanto previsto dalla Linee Guida per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili per la riduzione delle emissioni di VOC e benzene dalle unità di trattamento primario degli impianti di trattamento reflui.

Infatti le Linee Guida prevedono, *se rilevato opportuno, di dotare le vasche di separazione API di coperture fisse o galleggianti, talvolta con trattamenti dei gas effluenti.*

La configurazione impiantistica che verrà adottata permetterà inoltre di realizzare una rimozione superiore al 90% dei composti organici, a fronte di un'efficienza di riduzione indicata dalle Linee Guida pari all' 80-90%.

**Allegato 1.3 Guarnizioni per tubi di
campionamento serbatoi in connessione con
l'atmosfera**

Guarnizioni per tubi di campionamento serbatoi in connessione con l'atmosfera

Intervento dichiarato in C5: Installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento dei seguenti serbatoi di benzine a tetto galleggiante: S516 e S509

I seguenti serbatoi a tetto galleggiante sono stati dotati di guaina sui tubi di sonda e guida:

- serbatoio 227 Benzina semilavorata
- serbatoio 509 Benzina finita
- serbatoio 516 Benzina semilavorata
- serbatoio 151 Greggio

Inoltre è in corso l'equipaggiamento dei serbatoi 153 (greggio) e 103 (gasolio semilavorato), attualmente in manutenzione.

Descrizione

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

La guaina è costituita in fibra di vetro siliconata con spirale esterna in poliestere e rivestita all'interno in PTFE (teflon).

La lunghezza della guaina è corrispondente alla lunghezza del tubo nelle posizioni di massimo e minimo galleggiamento del tetto.

E' fissata superiormente con un anello vincolato al tubo ed inferiormente dispone di un basamento di appoggio guaina appoggiato sul cassone del tetto.

Ne consegue che la guaina è tesa con serbatoio al limite inferiore del galleggiamento tetto, piegata su se stessa man mano che il tetto sale di livello rispetto al tubo.

La guaina dispone inoltre di messa a terra rispetto alla corrispondente parte metallica del serbatoio sia superiormente che inferiormente, ed è quindi equipotenziale rispetto alla struttura del serbatoio.

In sintesi, questo progetto permetterà una riduzione delle emissioni in atmosfera fuggitive di VOC anche se non quantificabile in maniera specifica.

**Allegato 1.4 Installazione di sistema recupero
vapori carico navi**

21

Installazione di sistema recupero vapori carico navi

La Raffineria con lettera DIR/023 del 14/3/08 ha comunicato di procedere alla messa in servizio dell'impianto di recupero dei vapori (VRU) di benzina.

L'impianto AQT ad Alta efficienza Adsorbimento-Absorbimento rimuoverà i vapori di idrocarburi contenuti nella miscela aria/vapori proveniente dal carico. Gli idrocarburi adsorbiti nel carbone attivo sono recuperati e rinviati al serbatoio di stoccaggio.

L'impianto VRU garantisce che le emissioni di idrocarburi nell'aria scaricata in atmosfera da VRU non eccederanno i seguenti limiti:

- 10 g VOC/Nm³ di aria emessa;
- 5 mg benzene/Nm³ aria emessa.

Sistema collettore vapori

Le navi per carico di benzina sono equipaggiate con manichette flessibili dotate di valvole antistrappo per il collegamento al Dock Safety Unit (DSU).

La sicurezza dell'impianto e del collettore vapori posto tra i due DSU e il VRU è ottenuta attraverso la gestione delle valvole motorizzate presenti nei DSU, degli antidetonanti posti in uscita ai DSU e in ingresso al VRU.

I vapori di idrocarburi generati durante il carico fluiscono attraverso la manichetta di collegamento al DSU (dove sono posizionati i sistemi a protezione della nave stessa e del VRU) sino al VRU attraverso il Detonation Arrestor (50 DA-801).

Tre arrestatori di detonazione (uno per ogni singolo DSU e uno per il VRU) sono inclusi con l'impianto.

Dock Safety Unit (DSU)

Tutte le imbarcazioni marine per il trasporto di prodotti petroliferi liquidi sono equipaggiate con testate per il recupero dei vapori e testate per il carico dei liquidi. Durante il processo di carico i vapori dall'imbarcazione sono spiazzati attraverso la linea vapori tramite un collegamento al Dock Safety Unit. Il DSU è appunto un'unità preposta alla protezione sia della nave che viene caricata sia del VRU durante le operazioni di carico.

I vapori di idrocarburi generati durante il carico fluiscono attraverso la tubazione di collegamento alla nave sino al DSU. Una speciale flangia non-conducente isolante è richiesta sopra al DSU nel punto in cui il tubo flessibile è connesso alla tubazione fissa.

I vapori fluiscono attraverso il prefiltro 50 PF-801 atto proteggere il VRU dall'overflowing che può provenire dalla nave (liquidi estranei al processo potrebbero compromettere le prestazioni del VRU o addirittura impedire il proseguo del carico della nave), la Valvola di Controllo Pressione (PV-801) quindi attraverso il filtro (STR-801), infine attraverso il Antidetonante (DA-801). Da questo punto i vapori vanno poi al VRU.

Descrizione di dettaglio del processo

L'impianto AQT è basato sulla tecnologia ADSorbimento-ABSorbimento (ADAB).

L'unità di recupero vapori (Vapor Recovery Unit – VRU) è progettata per trattare un ingresso consistente di vapori di idrocarburi miscelati con aria o, in taluni casi, i vapori possono essere miscelati con gas inerti quali azoto. Per questo impianto è previsto che gli idrocarburi siano miscelati con aria.

Il processo ADAB può essere sommariamente considerato un processo in

due fasi. La prima fase (ADsorbimento) consiste nel passare il flusso di aria e vapori attraverso un letto di carboni attivi che serve a catturare i vapori di idrocarburi per adsorbimento permettendo all'aria purificata di essere scaricata attraverso il camino in atmosfera. I vapori adsorbiti sono poi desorbiti (rimossi) dal carbone attivo usando un sistema di vuoto. I vapori di idrocarburi desorbiti sono quindi sottoposti alla seconda fase del processo (ABsorbimento) nella quale il prodotto è recuperato come liquido assorbito in un flusso di prodotto liquido assorbente.

Il flusso di vapori al VRU è obbligato a passare attraverso un letto adsorbente costituito da carbone attivo. Nell'adsorbitore, il carbone attivo adsorbe (cattura) i vapori di idrocarburi dal flusso sulla sua superficie mentre permette all'aria depurata di essere scaricata dal camino in atmosfera.

Il carbone attivo ha la capacità di attrarre e catturare (adsorbire) selettivamente sulla sua superficie i vapori di idrocarburi dal flusso di aria e idrocarburi. Comunque, visto che la quantità di prodotto adsorbibile è limitata, il carbone attivo deve essere rigenerato, altrimenti diventerebbe saturo e perderebbe la sua capacità di adsorbire idrocarburi. Fattori che favoriscono l'adsorbimento sono l'alta concentrazione di vapori nel flusso d'aria e una pressione più elevata. La tecnologia AQT per gli impianti VRU ha la capacità di rigenerare il carbone invertendo i fattori che favoriscono l'adsorbimento. Durante il ciclo di rigenerazione, il desorbimento (rimozione) degli idrocarburi dal letto di carbone attivo avviene creando un alto grado di vuoto (bassa pressione relativa) nell'adsorbitore. Questo, unitamente ad una piccola quantità di aria di purga inserita nel letto durante la fase ad alto vuoto crea le condizioni favorevoli al desorbimento e risulta essere un sistema molto efficiente per rigenerare il carbone attivo dopo il ciclo di adsorbimento.

L'unità VRU AQT è dotata di due filtri adsorbitori identici riempiti di carbone attivo. Un serbatoio è in linea e riceve i vapori mentre l'altro è in fase di rigenerazione. Valvole di commutazione sono previste per passare automaticamente un filtro dal servizio alla rigenerazione e al contrario l'altro dalla rigenerazione al servizio; in tal modo un filtro è sempre in linea garantendo un'ininterrotta capacità di abbattimento dei vapori da parte del sistema.

La miscela aria-vapore in ingresso passa attraverso il serbatoio di adsorbimento. Nell'adsorbitore, il carbone attivo adsorbe i vapori di idrocarburi e permette all'aria pulita di uscire dal letto. Mentre un serbatoio è in marcia adsorbendo i vapori, l'altro letto è fuori servizio in rigenerazione. La rigenerazione del letto a carbone attivo è compiuta mediante la combinazione dell'alto vuoto e dello strippaggio dovuto all'aria di purga che rimuovono i vapori che erano stati precedentemente adsorbiti e ripristina la capacità del carbone di adsorbire vapori.

Pompe del vuoto ad anello liquido sono usate per generare il vuoto per la rigenerazione del carbone attivo. La pompa del vuoto estrae idrocarburi concentrati dal letto di carbone. Il gruppo pompe del vuoto previsto include due pompe ad anello liquido per rigenerare i letti a carbone operanti in parallelo. Ciascuna pompa ad anello liquido richiede un'adeguata quantità di fluido di tenuta per poter operare. Il fluido di tenuta è una miscela speciale a base di etilen-glicole.

Durante il ciclo di rigenerazione del letto a carbone, le pompe a vuoto creano un alto vuoto nel adsorbitore in rigenerazione riducendo la pressione nel filtro dalla pressione atmosferica a 100 mbara. A questi livelli di alto vuoto, una piccola quantità di aria di purga (stripping) è introdotta nell'adsorbitore per migliorare l'efficienza del processo di rigenerazione. La rigenerazione del letto a carbone produce come risultato la rimozione dei

prodotti adsorbiti in precedenza e il ristabilire la capacità del letto di adsorbire vapori. Questi vapori estratti, contenenti unicamente una piccola quantità di aria, passano attraverso la pompa a vuoto dove si mischiano col liquido di tenuta e da lì sono poi scaricati in un separatore a tre fasi.

Il separatore a tre fasi è previsto per permettere un'efficiente separazione tra il liquido di tenuta della pompa vuoto (a base di etilen-glicole), gli idrocarburi liquidi che possono aver condensato nella pompa vuoto e gli idrocarburi incondensati ancora presenti come vapori. Il liquido di tenuta è più pesante ed anche insolubile con gli idrocarburi condensati liquidi. Conseguentemente, viene raccolto nella parte inferiore del separatore e circolato tramite una pompa di tenuta alla pompa a vuoto. Un raffreddatore del fluido di tenuta è previsto per rimuovere il calore generato dalla compressione dal liquido di tenuta prima di rimandarlo alle pompe ad anello liquido. I vapori di idrocarburi non-condensati, con una residua componente d'aria, depurati dalla parte liquida nel separatore, passano poi alla base della colonna di assorbimento controcorrente. Inoltre, gli eventuali idrocarburi liquidi condensati, galleggiano al di sopra del liquido di tenuta nel separatore, come una seconda fase liquida; il livello di tale liquido potrà salire sino a raggiungere una piccola tubazione interna di scarico che riporta tali idrocarburi sul fondo alla base della colonna di assorbimento.

I vapori di idrocarburi non-condensati più gli idrocarburi condensati passano dal separatore ad una colonna verticale di assorbimento che ha la funzione di recuperare i prodotti. Nell'assorbitore i vapori di idrocarburi passano attraverso il riempimento dove sono riportati allo stato liquido e recuperati attraverso una corrente di idrocarburi assorbenti che è flussato controcorrente. Il prodotto della linea di carico viene utilizzato come prodotto assorbente. Una pompa centrifuga provvede alla circolazione del prodotto dalla linea di carico alla colonna di assorbimento. Nella colonna di assorbimento, l'assorbente assorbe i vapori ricchi di idrocarburi provenienti dal separatore. Il prodotto recuperato e l'assorbente sono quindi ripompati indietro alla linea di carico. Una piccola quantità d'aria ed il residuo di vapori che escono dalla cima della colonna di assorbimento sono ricircolati al letto di carbone in esercizio dove il residuo di vapori di idrocarburi è riadsorbito.

In sintesi, questo impianto permette una riduzione delle emissioni di idrocarburi dai pontili della Darsena di Raffineria. La Raffineria in accordo con quanto dichiarato nella comunicazione di messa in esercizio dell'impianto, monitorerà le emissioni convogliate nel nuovo punto di emissione. Il beneficio di riduzione in termini di VOC non è però quantificabile, in quanto il Manuale di Reporting Ambientale di Eni R&M, in accordo alle prassi riconosciute a livello internazionale (API, Concawe), non prevede modalità di stima delle emissioni delle navi nell'assetto precedente alla realizzazione di tale impianto.

Camino

Le emissioni aeriformi diffuse captate e trattate verranno convogliate in un nuovo punto di emissione per il quale si richiede autorizzazione nell'ambito di tale istanza.

Le caratteristiche geometriche di tale camino sono riportate nella Tabella seguente:

Tabella 3: Caratteristiche tecniche del nuovo camino

Camino n° S 42 Recupero vapori caricamento/ scaricamento navi			
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
8 m	0,032 m ²	Unità recupero vapori	filtri
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input type="checkbox"/> sì <input checked="" type="checkbox"/> no			

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

**Allegato 1.5 Messa fuori servizio serbatoi interrati
a parete singola**

26

Descrizione degli interventi di messa fuori servizio serbatoi interrati a parete singola

Intervento dichiarato in C5: Messa fuori servizio di 7 serbatoi interrati a parete singola, utilizzati per lo stoccaggio dei prodotti idrocarburici, adibiti a:

- A. 3 serbatoi per distribuzione carburanti a automezzi aziendali;
- B. 2 serbatoi per impianto di riscaldamento Edifici;
- C. 1 serbatoio per alimentazione gruppi generatori di energia elettrica;
- D. 1 serbatoio per alimentazione motopompe antincendio.

A. Distributore Carburante Automezzi aziendali**1. DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE**

Attualmente i mezzi di soccorso di Raffineria effettuano il rifornimento di carburante presso colonnine di distribuzione posizionate nel parcheggio interno dipendenti.

Il progetto prevede la messa fuori esercizio di dette colonnine di distribuzione e relativi serbatoi interrati e la realizzazione di un serbatoio fuori terra con annesso sistema di distribuzione.

La Raffineria ha, pertanto, installato un serbatoio – distributore di gasolio fuori terra del tipo “diesel tank” presso il piazzale del Deposito dei Mezzi Antincendio dei Vigili del Fuoco di Raffineria, per il rifornimento di gasolio trazione per i mezzi di soccorso antincendio.

L'apparecchiatura installata rispetta le norme previste dal D.M. 19/03/1990 e D.M. 12/09/2003 in materia di prevenzione incendi; il contenitore distributore è inoltre conforme al D.M. 25/05/2004, con marcatura **CE**, ai sensi del D.L. n° 459/96 - attuazione della Direttiva Macchine 89/392 CEE e collegate.

La planimetria di Raffineria con indicata l'area di intervento è inserita in Allegato 1.5.1.

Lo stralcio planimetrico con indicata la zona di installazione del nuovo distributore di gasolio è inserita in Allegato 1.5.2.

Le parti essenziali, le caratteristiche delle attrezzature e degli apparecchi vengono brevemente descritti di seguito:

- **Serbatoio**
Distributore Diesel Tank, “di tipo approvato” dal Ministero dell'Interno (ai sensi di quanto previsto dal titolo I, n. XVII, del decreto del Ministero dell'Interno 31/07/1934) da 5.000 l ad asse orizzontale.
- **Bacino di contenimento**
Metallico a forma rettangolare, dimensioni 2.000x3.000xh420 mm, tale da garantire una capacità pari alla metà della capacità geometrica del contenitore.
- **Tettoia di protezione**
Sul bacino di contenimento metallico, è applicata la tettoia di protezione dagli agenti atmosferici a forma rettangolare, dimensioni 2000 x 4000 x h 2750, realizzata in materiale non combustibile.

2. STATO DI AVANZAMENTO

La Raffineria ha già realizzato l'installazione del nuovo serbatoio ed ha già

ricevuto il benessere dai Vigili del Fuoco ai fini antincendio.

Si resta in attesa dell'autorizzazione, da parte dell'Ufficio carburanti, per la messa in esercizio del serbatoio stesso.

I 3 serbatoi interrati per distribuzione carburanti a mezzi aziendali verranno successivamente messi fuori servizio e bonificati.

B. Sostituzione serbatoi di gasolio per impianti di riscaldamento, generatori di energia elettrica (C.) e sistemi antincendio (D.)

La Raffineria di Venezia ha installato, in sostituzione dei preesistenti serbatoi interrati, i serbatoi fuori terra di gasolio per l'alimentazione delle seguenti utenze:

- Impianto di riscaldamento Uffici Zona Nord Est (ZNE) (1 serbatoio) e Impianto di riscaldamento Ex palazzina TECON (1 serbatoio);
- Generatori energia elettrica (EE) (4 serbatoi);
- Motopompe antincendio del Pontile San Leonardo (3 serbatoi).

La modifica in oggetto ha principalmente l'obiettivo di minimizzare le fonti di pericolo di contaminazione del sottosuolo ed in tale ottica è stato individuato come intervento di miglioramento nel piano di attuazione per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) ai sensi del D.Lgs. 59/05.

1. DESCRIZIONE DELLE MODIFICHE

Sono stati installati nuovi serbatoi omologati, provvisti di taratura fiscale e posti fuori terra.

I nuovi serbatoi hanno le seguenti caratteristiche:

- serbatoi orizzontali in lamiera di acciaio al carbonio verniciato, appoggiati su piedi antiritolamento;
- bacino di contenimento di eventuali spanti (uno per ogni serbatoio);
- tettoia di protezione da agenti atmosferici (una per ogni serbatoio).

La planimetria generale di Raffineria e del Pontile S. Leonardo con indicate le aree di intervento è inserita in Allegato 1.5.3.

Gli stralci planimetrici con indicate in modo dettagliato le zone di installazione dei nuovi serbatoi di gasolio sono inseriti:

- in Allegato 1.5.4: Serbatoio Uffici ZNE;
- in Allegato 1.5.5: Serbatoio Ex palazzina TECON;
- in Allegato 1.5.6: Serbatoio San Leonardo.

Si riporta di seguito il dettaglio dei serbatoi sostituiti:


Tabella 4: Dettaglio serbatoi sostituiti

Area	Servizio	Serbatoi assetto esistente	Serbatoi nuovo assetto
Uffici ZNE	Riscaldamento	1 serbatoio da 15 m ³ interrato	1 serbatoio da 9 m ³ fuori terra
Ex palazzina TECON	Riscaldamento	1 serbatoio da 5,14 m ³ interrato	1 serbatoio da 3,5 m ³ fuori terra
San Leonardo	Generatore EE	1 serbatoio da 30 m ³ interrato	4 serbatoi fuori terra da 9 m ³ ciascuno
	Pompe antincendio	1 serbatoio da 30 m ³ interrato	3 serbatoi fuori terra da 9 m ³ ciascuno

Le modifiche comportano inoltre la sostituzione/realizzazione delle linee di collegamento tra i serbatoi e le utenze asservite.

I serbatoi al servizio degli impianti di riscaldamento sono stati installati nel rispetto delle norme previste dal D.M. 28/04/2005 in materia di prevenzione incendi.

I serbatoi al servizio dei sistemi di generazione di energia elettrica (gruppo elettrogeno) e dei sistemi antincendio (motopompe) sono stati installati nel rispetto del DM sopra citato, così come indicato nella lettera circolare del Ministero dell'Interno prot. N. P707/4188 del 30 maggio 2007 avente per oggetto "Regola tecnica di prevenzione incendi per l'installazione di motori a combustione interna accoppiati a macchina generatrice elettrica o a macchina operatrice a servizio di attività civili, industriali, agricole, artigianali, commerciali e di servizi. Revisione della vigente normativa di prevenzione incendi".

I serbatoi sono inoltre dotati di marcatura  ai sensi del D.L. n. 459/96 - attuazione della Direttiva Macchine 89/392 CEE e collegate.

Si riporta di seguito una descrizione di dettaglio degli interventi.

AREA UFFICI ZNE

Serbatoio

Contenitore di gasolio metallico, modello DTO 90 di dimensioni pari a 2.100 mm (Ø) x 2.690 mm (L), "di tipo approvato" dal Ministero dell'Interno (ai sensi di quanto previsto dal titolo I, n. XVII, del decreto del Ministero dell'Interno 31/07/1934) da 9.000 litri ad asse orizzontale.

Bacino di contenimento

Metallico a forma rettangolare, dimensioni 2400x3400xh550 mm, tale da garantire una capacità pari alla metà della capacità geometrica del contenitore.

Tettoia di protezione

Sul bacino di contenimento metallico, è applicata la tettoia di protezione dagli agenti atmosferici a forma rettangolare, dimensioni 2400x4000xh 3100, realizzata in materiale non combustibile.

AREA EX PALAZZINA TECON

Serbatoio

Contenitore di gasolio metallico, modello DTO 35 di dimensioni pari a 1600 mm (Ø) x 1810 mm (L), "di tipo approvato" dal Ministero dell'Interno (ai sensi di quanto previsto dal titolo I, n. XVII, del decreto del Ministero

dell'Interno 31/07/1934) da 3.500 litri ad asse orizzontale

Bacino di contenimento

Metallico a forma rettangolare, dimensioni 1800x2400xh800 mm, tale da garantire una capacità pari all'intera capacità geometrica del contenitore;

Tettoia di protezione

Sul bacino di contenimento metallico, è applicata la tettoia di protezione dagli agenti atmosferici a forma rettangolare, dimensioni 1800x3000xh 2750, realizzata in materiale non combustibile.

AREA PORTO SAN LEONARDO

Serbatoi

7 contenitori metallici, di dimensioni pari a 2.100 mm (Ø) x 2.690 mm (L), "di tipo approvato" dal Ministero dell'Interno (ai sensi di quanto previsto dal titolo I, n. XVII, del decreto del Ministero dell'Interno 31/07/1934) da 9.000 litri ad asse orizzontale: Dei 7 serbatoi 4 sono dedicati ad alimentazione dei gruppi generatori di EE (S. Leonardo) e 3 all'alimentazione delle motopompe antincendio (S. Leonardo)

Bacini di contenimento

Metallico a forma rettangolare, dimensioni 2400x3400xh1100 mm, tale da garantire una capacità pari all'intera capacità geometrica di ogni serbatoio.

Tettoia di protezione

Sul bacino di contenimento metallico, è applicata la tettoia di protezione dagli agenti atmosferici a forma rettangolare, dimensioni 2400x4000xh 3100 mm, realizzata in materiale non combustibile.

2. STATO DI AVANZAMENTO

- **Serbatoi per impianto di riscaldamento palazzine Zona Nord Est ed ex Palazzina TECON**

L'intervento è stato completato ed i serbatoi preesistenti sono stati bonificati.

- **Serbatoi di alimentazione generatori energia elettrica (EE) (4 serbatoi) e motopompe antincendio del Pontile San Leonardo (3 serbatoi)**

I serbatoi sono stati installati ed è prevista a breve la messa in esercizio dei nuovi serbatoi e la messa fuori esercizio dei preesistenti.

In sintesi, la sostituzione dei serbatoi permetterà una riduzione dei potenziali impatti dei serbatoi su acque sotterranee e suolo e sottosuolo.

Allegato 1.5.1

**Planimetria Raffineria con area Nuovo distributore
di gasolio VVFF**

Allegato 1.5.2
Dettaglio planimetrico nuovo distributore di
gasolio VVFF

Allegato 1.5.3

**Planimetria Raffineria con aree di nuovi serbatoi
ZNE, ex TECON e San Leonardo**

Allegato 1.5.4
Dettaglio serbatoi Uffici ZNE

Allegato 1.5.5
Dettaglio serbatoio Uffici ex TECON

Allegato 1.5.6

Dettaglio planimetrico su serbatoi San Leonardo

**Allegato 1.6 Installazione di doppi fondi sui
serbatoi di stoccaggio di benzine, kerosene, gasoli
e greggi**

Installazione di doppi fondi sui serbatoi di stoccaggio

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

Sulla base di quanto prima riportato la Raffineria definisce le specifiche tecniche ispettive e le frequenze di ispezione, nonché il programma di ispezione e manutenzione con l'obiettivo di massimizzare l'affidabilità e l'efficienza del parco serbatoi.

Sulla base di quanto previsto nell'ambito di tale pianificazione è in fase di attuazione un programma di installazione progressiva di doppi fondi sui serbatoi in conformità ad opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede (Istruzione Operativa TERA-NT/S 01/03).

Relativamente al parco serbatoi esistente, sulla base dei criteri indicati dalla Istruzione Operativa suddetta, i serbatoi da dotare progressivamente di doppio fondo sono 73.

La seguente tabella riporta la previsione di intervento, distinta per tipologia di prodotto contenuto, fino al 2011 in accordo al programma di dettaglio delle attività ispettive e manutentive che viene ridefinito su base quadriennale:

Tabella 5: Previsione di intervento di installazione doppi fondi

	2008	2009	2010	2011
Greggio	2	2	2	1
Benzine e Kerosene	3	5	4	3
Gasoli	2	2	2	2
TOTALE	7	9	8	6

Si osservi che, in relazione alle esigenze operative e logistiche della Raffineria, il calendario delle attività potrà essere modificato con conseguente variazione dei serbatoi oggetto dell'intervento, fermo restando l'obiettivo di completamento del programma.

La tabella di seguito riportata di seguito contiene il dettaglio dei serbatoi attualmente dotati di doppio fondo. Ad oggi risultano dotati di doppio fondo 21 serbatoi di prodotti idrocarburici; è in corso l'installazione del doppio fondo per ulteriori 2 serbatoi.

Tabella 6: Serbatoi dotati di doppio fondo

SERBATOIO N°	Prodotto	Doppio Fondo
103	Gasolio semilavorato	in corso
104	Gasolio semilavorato	si
106	Benzina semilavorata	si
113	Gasolio semilavorato	si
151	Greggio	si
152	Greggio	si
153	Greggio	si
205	Greggio	si
207	Slop	si
209	Kero semilavorato	si
227	Benzina semilavorata	si
228	HVGO	si
229	HVGO	si
307	ATK	si
325	ATK	si
504	Olio combustibile	in corso
506	MTBE	si
507	MTBE	si
509	Benzine finite	si
511	Benzine finite	si
516	Benzina semilavorata	si
711	Biodiesel	si
729	Gasolio finito	si

**Allegato 1.7 Programma pluriennale di ispezione e
manutenzione straordinaria preventiva della rete
fognaria**

40

Programma pluriennale di ispezione e manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria

La rete fognaria a servizio dello stabilimento è un sistema misto, che collette cioè all'impianto di trattamento sia gli scarichi di processo sia le acque meteoriche e civili.

La rete fognaria è stata suddivisa in 3 tipologie di collettori/diramazioni :

- collettori principali che convogliano i reflui lungo le dorsali principali della Raffineria, della Zona Nord Est e dell'Isola dei Petroli;
- collettori secondari che dai bacini dei serbatoi e dai limiti di batteria impianti convogliano i reflui ai collettori principali;
- diramazioni terziarie ovvero diramazioni di fognatura all'interno dei limiti di batteria degli impianti di processo.

Nel 2003 è stato varato dalla Raffineria un programma di interventi pluriennali di manutenzione straordinaria preventiva della rete fognaria sulla base delle evidenze ispettive eseguite mediante tecnologia georadar e rilievo topografico dei pozzetti di ispezione e delle caditoie pluviali.

Il programma di manutenzione straordinaria preventiva ha riguardato principalmente i collettori principali e secondari in quanto preponderanti nell'intera rete fognaria dello stabilimento.

Relativamente alle diramazioni terziarie, localizzate all'interno dei limiti di batteria degli impianti di processo, la Raffineria sta verificando le possibili metodologie tecniche ed operative al fine di minimizzare l'impatto sulla operatività.

Descrizione delle attività e stato di avanzamento

In sintesi le attività di manutenzione straordinaria preventiva consistono in:

- Predisposizione delle aree di intervento (identificazione tratto, protezioni, installazione by-pass..);
- Pulizia ad alta pressione dei pozzetti e delle condotte;
- Lavori edili propedeutici sui pozzetti di ispezione (rimozione setti..);
- Rivestimento delle condotte con apposito lining impregnato di una speciale resina;
- Intervento idraulico e strutturale sui pozzetti di ispezione (rifacimento fondo e pareti..);
- Prova di tenuta delle condotte e dei pozzetti di ispezione;
- Lavori edili di finitura (nuova soletta di copertura, sfiato..).

Gli interventi completati al 31.12.2007 sono relativi ad un totale di 13.664 m di linee e 787 pozzetti di ispezione.

La lunghezza dei tratti oggetto degli interventi completati equivale all'80% circa sul totale dei collettori principali e secondari.

Programma attività

Il programma prevede di completare entro il 2010 gli interventi di manutenzione straordinaria preventiva su tutte le linee principali.

**Allegato 1.8 Pavimentazione area di carico delle
cisterne ferroviarie**

Pavimentazione area di carico delle cisterne ferroviarie

Intervento dichiarato:

"Intervento per la pavimentazione dell'area di carico delle cisterne ferroviarie al fine di evitare che eventuali spandimenti di prodotti sul suolo durante le operazioni carico possano comportare una potenziale contaminazione del terreno".

Stato di avanzamento e descrizione

Il lavoro è stato completato.

E' stata realizzata la pavimentazione in c.a., per una profondità media di cm. 15, del tratto di asta ferroviaria in concomitanza con il sistema di carico ferrocisterne denominato Wagon Troller.

La pavimentazione è stato eseguita con pendenze che permettono la raccolta di ipotetici spanti e la defluizione nella rete fognaria costruita per l'oggetto e collegata alla rete fognaria di raffineria.

In dettaglio si fornisce disegno delle opere n. 07-056 PM PI S 001 rev.01

In sintesi, la nuova pavimentazione permette una riduzione dei potenziali impatti su acque sotterranee e suolo e sottosuolo.

**Allegato 1.8.1 TDionisWagon Troller
07_056_Planimetria_rev01**

Allegato 1.9 Studio di interventi di recupero energetico

Studio di interventi di recupero energetico

Si riportano di seguito i dettagli relativi agli studi per gli interventi di recupero energetico relativi a:

- potenziamento del sistema di recupero condense di Raffineria;
- aumento della produzione di vapore da impianti mediante introduzione di una caldaia a recupero nell'impianto VBTC.

Potenziamento del sistema di recupero condense

Il sistema di raccolta condense della raffineria è composto da:

- una rete di recupero condense "chiare", ovvero non contaminate da idrocarburi poiché utilizzate per azionare turbomacchine;
- una rete di recupero condense "scure", di media (MS) e bassa pressione (LS), che sono invece contaminate da idrocarburi. Queste vengono raccolte in un serbatoio (DDS) e poi sottoposte a desoleazione attraverso filtrazione mediante filtro a maglie, filtro coalescer e filtro a carboni attivi e successivamente inviate ad un serbatoio di accumulo.

E' stato eseguito uno studio sul sistema di recupero condense al fine di ottimizzare il sistema di raccolta, incrementando i recuperi e minimizzando le perdite di vapore.

Lo studio per il potenziamento del sistema di recupero condense di Raffineria si è concluso con la identificazione di una serie di interventi per le aree 1-2 di Raffineria (che comprendono gli impianti VB/TC, DP3, COGE, ISO, serbatoi 310, serbatoi 200/500) e per l'area 3 (Torcia, RC3, RZ1, RZ2, HF1, HF2, SWS2 e 3, GPL); i suddetti interventi sono stati successivamente inseriti nel Budget investimenti della Raffineria e realizzati.

La razionalizzazione della rete di recupero condense di Raffineria ha previsto principalmente i seguenti interventi:

- separazione tra collettori di media e bassa pressione con inserimento di ricevitori di condense di media pressione;
- minimizzazione delle perdite di vapore in atmosfera mediante raffreddamento delle condense di bassa pressione;
- sostituzione di alcuni scaricatori di condensa.

Vengono di seguito descritte le modifiche effettuate nelle aree 1-2 e 3; si riportano gli schemi del sistema di recupero condense prima delle modifiche (Fig. 1a e 2a) e dopo le modifiche con le apparecchiature di nuova installazione evidenziate in rosso (Fig. 1b e 2b).

Aree 1 e 2

Nelle figure 1a e 1b sono riportati gli schemi del sistema di recupero condense nelle aree 1 e 2 .

Le condense di media pressione vengono convogliate ad un primo separatore (32-PRC-1/1) bilanciato sulla rete vapore a bassa pressione (3.5 barg) e da qui la frazione liquida viene inviata, sotto controllo di livello, al secondo separatore a bassa pressione (32-RLC-1).

Le condense a bassa pressione e la frazione residua dal nuovo separatore vengono successivamente raffreddate con acqua chiarificata di carica letti di scambio ionico dell'impianto di demineralizzazione e fluiscono al ricevitore già esistente (32-PRC-1/2) dove avviene un ulteriore raffreddamento con l'acqua demineralizzata dai letti a resine scambio ionico mediante la ricircolazione attraverso uno scambiatore a piastre.

Figura 1a: Sistema raccolta condense aree 1 e 2- configurazione prima delle modifiche

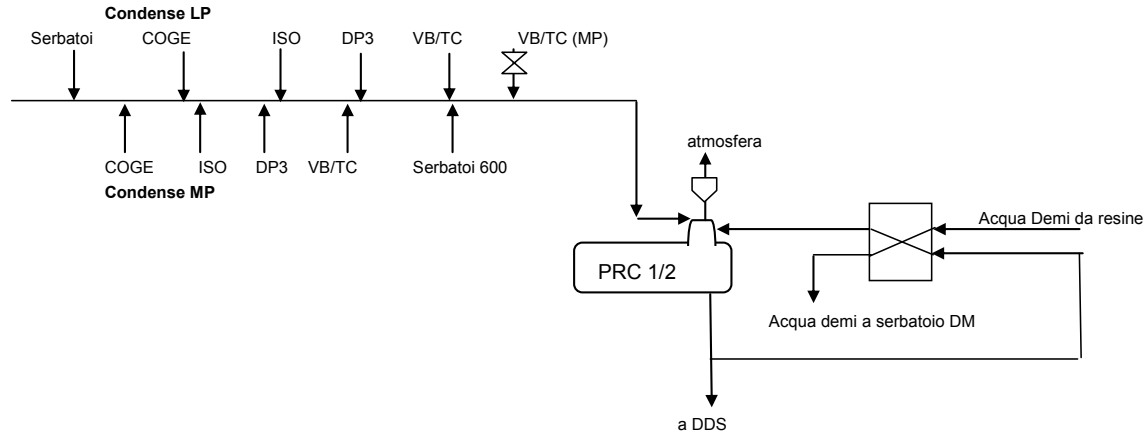
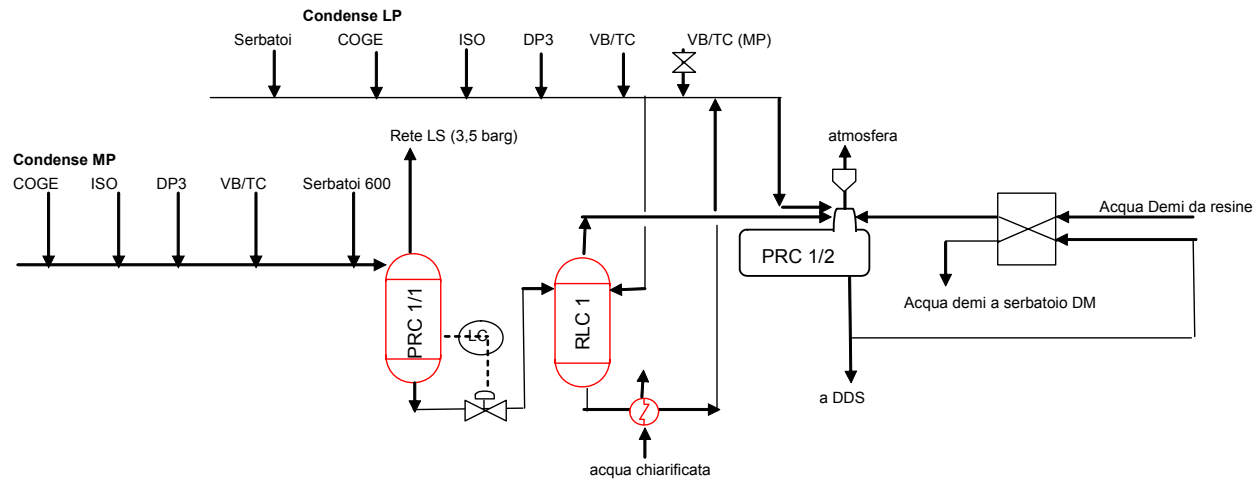


Figura 1b: Sistema raccolta condense aree 1 e 2- nuova configurazione



Area 3

Nelle figure 2a e 2b sono riportati gli schemi del sistema di recupero condense nell'area 3.

Le condense a media pressione provenienti dall'impianto RC3 vengono inviate nel separatore 33-PRC 3/1 (già esistente) bilanciato sul collettore vapore LS (3,5 barg). La frazione liquida di provenienza fondo PRC 3/1 viene inviata insieme alle condense di bassa pressione ad un nuovo separatore di bassa pressione (RLC3).

Le condense a bassa pressione e la frazione residua dal nuovo separatore vengono successivamente raffreddate con l'acqua demi in carica al degasatore dell'RC3 allo scopo di mantenere il separatore (PRC-3/2) a temperatura di 98-99°C evitando la perdita di vapore.

Figura 2a: Sistema raccolta condense Area 3 – configurazione prima delle modifiche

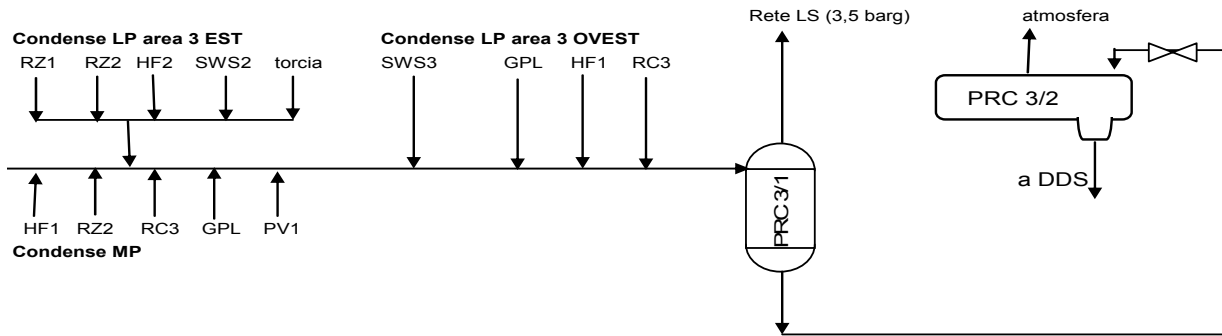
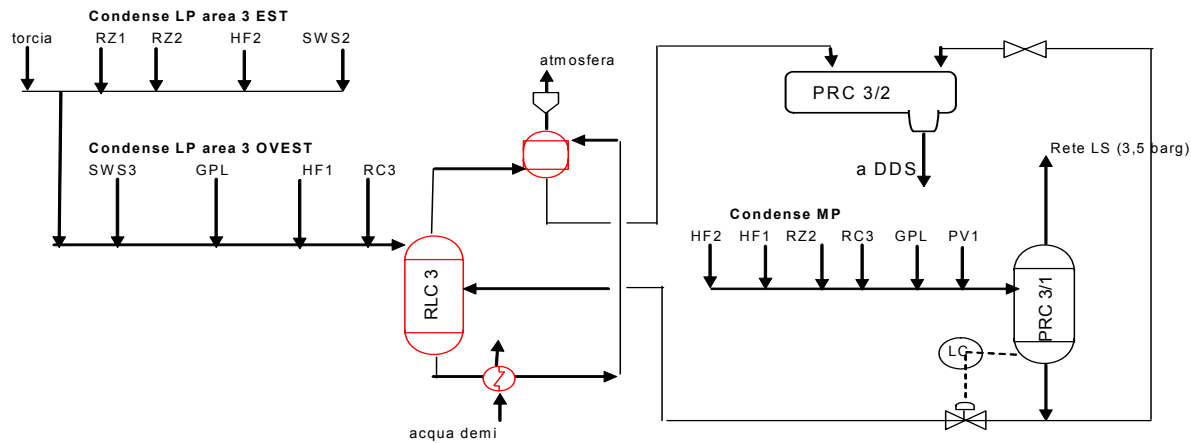


Figura 2b: Sistema raccolta condense area 3 – nuova configurazione



Il beneficio energetico conseguente alla realizzazione degli interventi suddetti è legato a:

- recupero di vapore di bassa pressione dall'espansione delle condense di media pressione
- recupero di calore per effetto dell'installazione dei nuovi scambiatori.

Il beneficio energetico è quantificabile in circa 1.000 Tep/anno.

Aumento della produzione di vapore da impianti mediante introduzione di una caldaia a recupero nell'impianto VBTC.

E' stato eseguito uno studio con lo scopo di individuare interventi di recupero energetico per l'impianto Visbreaking – Thermal Cracking; in particolare lo studio voleva verificare la possibilità di incrementare la produzione di vapore da impianto mediante recupero del calore dagli streams di impianto.

Si riportano di seguito i risultati dello studio suddetto.

L'intervento prevede l'installazione di un generatore di vapore per recupero del calore dal prodotto di fondo della colonna vuoto (VB C4) con incremento della produzione di vapore a bassa pressione dall'impianto.

L'intervento prevede inoltre il potenziamento del treno di preriscaldamento della carica alla sezione Thermal cracking dell'impianto VBTC, con conseguente riduzione del consumo di combustibile al forno, mediante inserimento dei seguenti 2 nuovi scambiatori:

- uno scambiatore aggiuntivo di preriscaldamento della carica a monte dell'accumulatore di carica VB V2;
- uno scambiatore aggiuntivo nel treno di preriscaldamento della carica al forno della VB F2.

Si riportano di seguito le seguenti figure 3a e 3b:

- configurazione base (attuale);
- configurazione prevista dal progetto, con evidenziate in rosso le sezioni di impianto oggetto delle modifiche.

Fonti di recupero energetico

Riduzione dei consumi di combustibile al forno della sezione thermal cracking VBF2 e, principalmente, incremento della produzione di vapore a bassa pressione. L'intervento non è stato considerato per la definizione dell'assetto alla capacità produttiva da autorizzare in quanto, dopo il completamento dello studio, è stato "congelato" in considerazione del possibile mutamento dell'assetto di marcia dell'impianto VBTC, causa significativo cambiamento della qualità della carica alla sezione VB e della quantità della carica alla sezione TC, a seguito della realizzazione degli interventi di upgrading della Raffineria attualmente in fase di progetto (Master Plan)".

Figura 3a: Configurazione base

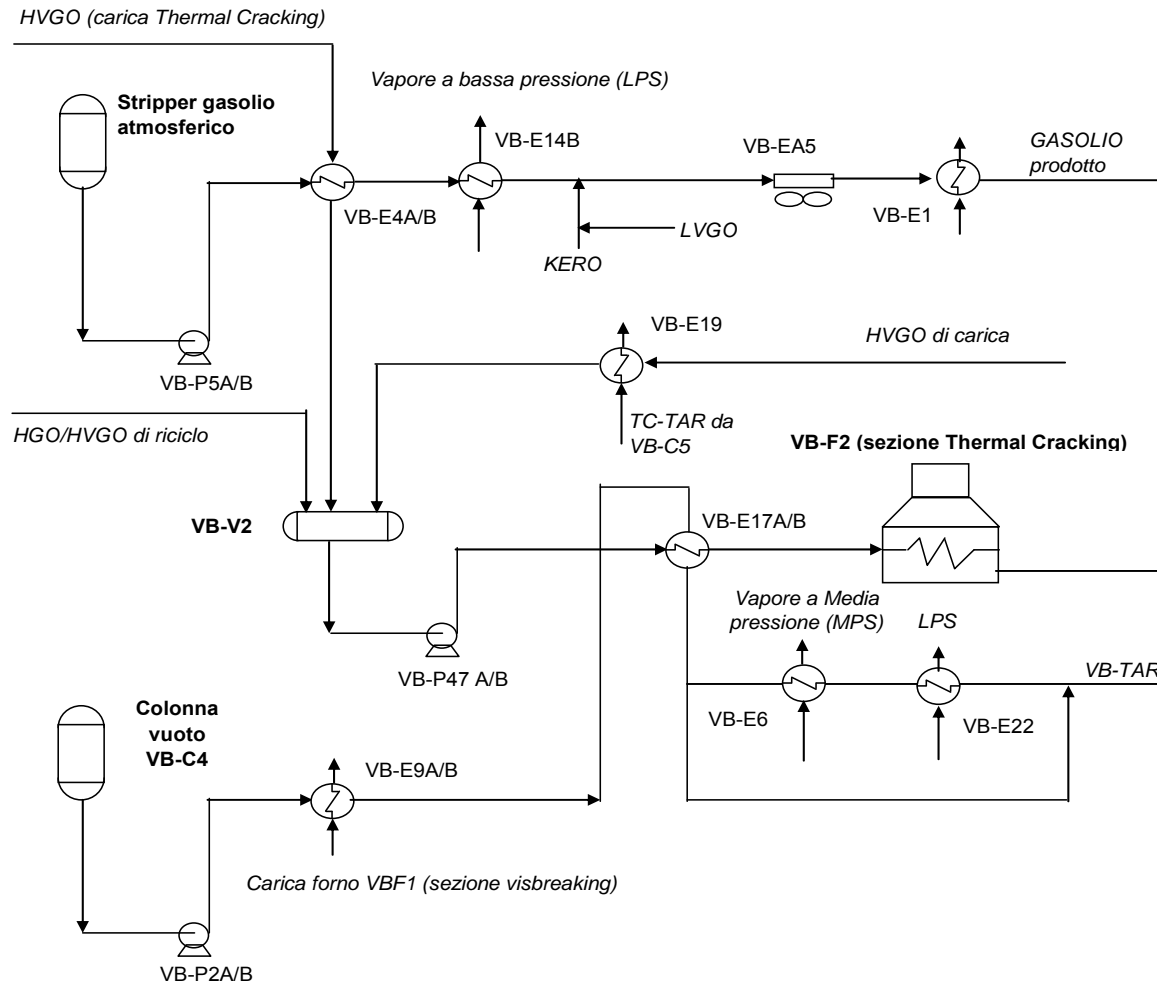
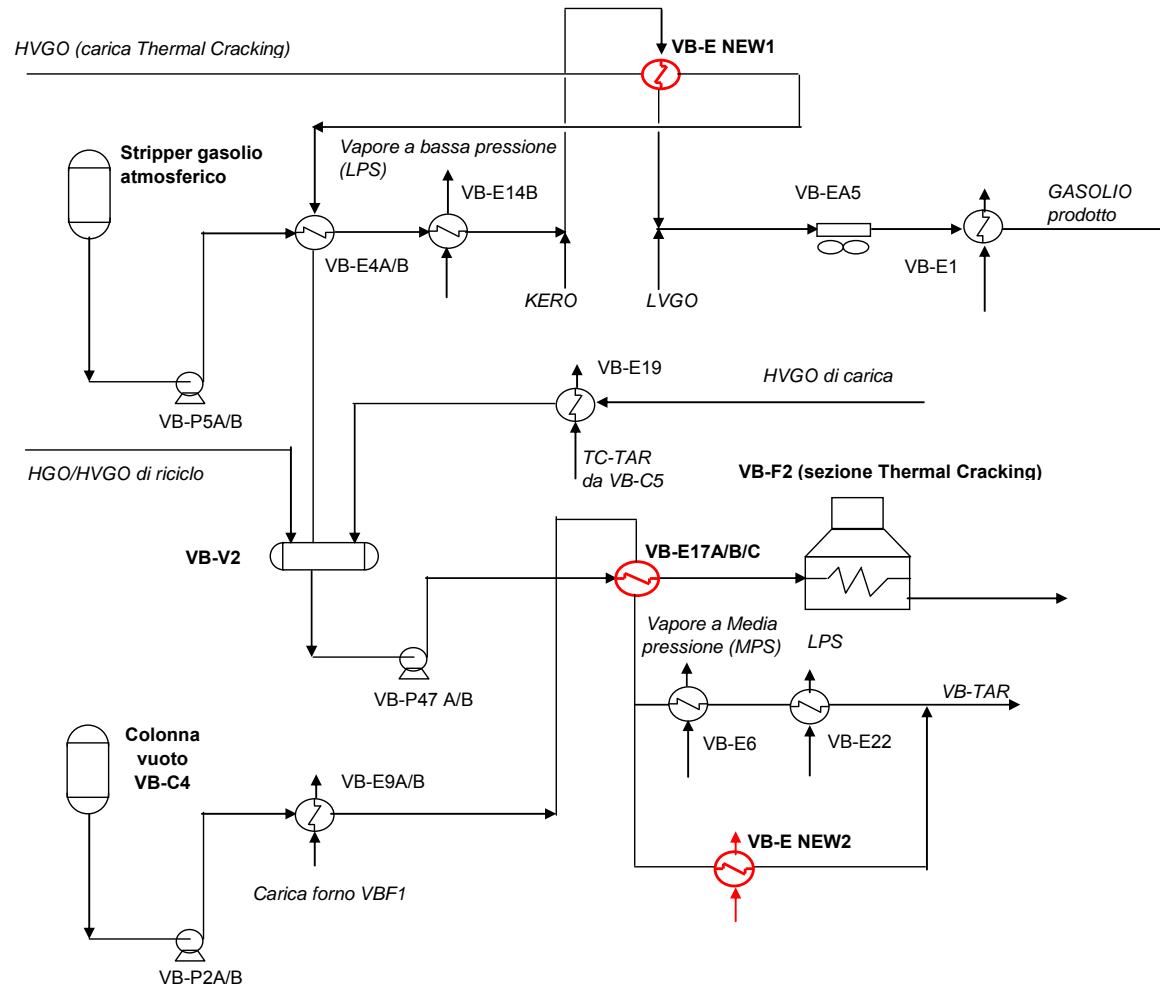


Figura 3b: Configurazione prevista dal progetto



**Allegato 1.10 Realizzazione di un nuovo serbatoio
per lo stoccaggio del bitume**

Realizzazione di un nuovo serbatoio per lo stoccaggio del bitume

Il nuovo serbatoio per lo stoccaggio del bitume denominato S 600 sarà realizzato nelle adiacenze dell'attuale parco serbatoi.

Dal punto di vista costruttivo sarà un serbatoio cilindrico verticale a tetto fisso delle seguenti dimensioni: m. 20,70 di diametro, m. 12,70 di altezza per una capacità di c.a. 4.300 m³.

Tale serbatoio disporrà di sistemi di controllo di livello e di temperatura con visione remotizzata.

Il sistema di riscaldamento adottato sarà ad olio diatermico mantenuto a temperatura da apposita caldaia (H610) alimentata a fuel gas di raffineria.

La trasmissione di calore avviene per scambio termico tra l'olio diatermico che scorre su apposito serpentino interno al serbatoio ed il bitume stesso.

La caldaia, di potenza termica pari a 1.200.000 Kcal/h, sarà dimensionata per riscaldare con olio diatermico tutti i serbatoi del parco bitumi attualmente riscaldati a fiamma diretta; la costruzione è fatta secondo direttiva Europea 97/23/CE (PED).

I fumi della caldaia saranno convogliati all'esistente camino E3 dell'impianto DP2 con condotte fumi isolabili tra di loro da apposita serranda.

L'extra consumo di fuel gas e le emissioni ad esso associate sono compensate dal saving energetico connesso al potenziamento del sistema di recupero delle condense. Tale intervento non determinerà pertanto una variazione dell'assetto dei combustibili ed emissivo rispetto alla massima capacità dichiarata nella Scheda B rev.1.

Gli sfiati superiori del serbatoio saranno convogliati all'esistente impianto di abbattimento attraverso la condotta di aspirazione fumi a circolazione forzata ed abbattuti all'interno dei filtri dell'impianto.

E' attualmente in corso l'iter per il rilascio del "Permesso a Costruire" da parte del Comune di Venezia.

Il progetto è stato inoltre notificato alla Regione Veneto ai sensi del D.M. 11.01.'95 n. 15824 (Opere minori) e del D.P.R. 420/94.