



**-ISTANZA DI AIA –
NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI
PROCESSI PRODUTTIVI**

di

ENI S.p.A.

Divisione Refining & Marketing

RAFFINERIA DI VENEZIA



**ISTANZA DI AIA –
NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI
PROCESSI PRODUTTIVI**

di

ENI S.p.A.

Divisione Refining & Marketing

RAFFINERIA DI VENEZIA

PR, Giugno 2006

Copia n. 1 di 1

URS Italia S.p.A.
Via Bertieri, 4
I-20146 Milano
Italia
Tel: +39 02 422556.1
Fax: +39 02 422556.21
<http://www.ursitalia.it>

INDICE

1. INTRODUZIONE.....	6
2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA	8
2.1. DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO DI LAVORAZIONE	8
2.2. DESCRIZIONE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI	9
2.3. DESCRIZIONE SERVIZI AUSILIARI	11
2.4. SUDDIVISIONE IN FASI DEL PROCESSO.....	13
2.5. DESCRIZIONE SINTETICA DELLE UNITÀ DI RAFFINERIA.....	16
2.6. EVOLUZIONE STORICA DELLA RAFFINERIA	20
2.7. ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO/ DECOMMISSIONING	29
2.8. MODALITÀ DI CONTROLLO DEL PROCESSO E SISTEMI DI SICUREZZA.....	29
3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA	33
3.1. FASE RAFFINAZIONE	34
3.2. FASE GESTIONE UTILITIES	35
3.3. FASE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE	36
3.4. FASE TRATTAMENTO REFLUI	37
3.5. FASE GESTIONE RIFIUTI	38
3.6. INTERSCAMBI ENERGIA/MATERIA DELLA RAFFINERIA	39
4. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE.....	40
4.1. QUADRO GENERALE	40
4.2. CARATTERIZZAZIONE QUANTITATIVA DELLE SOSTANZE INQUINANTI EMESSE	42
5. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO.....	47
5.1. DESCRIZIONE FERMATE PROGRAMMATE	47
5.2. DESCRIZIONE CARATTERISTICHE AVVIAMENTO E TRANSITORI.....	51
5.3. DESCRIZIONE CONDIZIONI ANOMALE	53
5.4. UNITÀ AUSILIARIE E MINORI.....	54
5.5. SISTEMA BLOW-DOWN E TORCE.....	54
6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI ..	56
6.1. ANALISI FERMATE NON PROGRAMMATE	56
6.2. ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI	58
7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ.....	59
7.1. UNITÀ DISTILLAZIONE PRIMARIA 2 - DP2.....	59
7.2. UNITÀ DI DISTILLAZIONE PRIMARIA 3 - DP3	60
7.3. UNITÀ VISBREAKING/THERMAL CRACKING – VB/TC	61
7.4. UNITÀ REFORMING CATALITICO 3 - RC3.....	62
7.5. UNITÀ ISOMERIZZAZIONE ISO.....	63
7.6. UNITÀ DESOLFORAZIONE1 - HF1	64
7.7. UNITÀ DESOLFORAZIONE 2 - HF2	65
7.8. UNITÀ 22 – RIGENERAZIONE AMMINE	66
7.9. 66	
7.10. SPLITTER GPL	67
7.11. UNITÀ PRODUZIONE VAPORE E ENERGIA ELETTRICA COGE	68
7.12. UNITÀ PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA.....	69

7.13. UNITÀ RAFFREDDAMENTO MACCHINE IN CIRCUITO A TORRE	70
7.14. UNITÀ PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE ARIA COMPRESSA	71
7.15. UNITÀ DISTRIBUZIONE ACQUA DI RAFFREDDAMENTO	72
7.16. UNITÀ SWS 1, 2, 3	73
7.17. UNITÀ RECUPERO ZOLFO RZ1, RZ2 E GAS DI CODA HCR.....	74
7.18. UNITÀ TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (TE)	75
7.19. TORCIA.....	76

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 – Corrispondenza con Relazione APAT	7
Tabella 2 - Unità di Raffinazione	17
Tabella 3– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria	19
Tabella 4 – Interventi di Modifica e/o di Adeguamento agli Impianti di Raffineria	27
Tabella 5 – Piani di smantellamento	29
Tabella 6 – Bilancio di materia ed energia fase di Raffinazione	34
Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Utilities	35
Tabella 8 – Bilancio di materia ed energia fase di Stoccaggio e Movimentazione	36
Tabella 9 – Bilancio di materia ed energia fase di Trattamento Reflui	37
Tabella 10 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Rifiuti	38
Tabella 11 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi	39
Tabella 12 – Analisi inquinanti significativi per unità	42
Tabella 13 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffineria	52
Tabella 14 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale	54
Tabella 15 – Fermate non programmate per l'anno 2005 in ore	57
Tabella 16 – Analisi malfunzionamenti significativi ed incidenti ambientali	58

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Planimetria della Raffineria	15
Figura 2 - Schema a blocchi del ciclo produttivo	16
Figura 3 – Diagramma temporale fermate anno 2006	47
Figura 4 – Diagramma temporale fermate anno 2007	48
Figura 5 – Diagramma temporale fermate anno 2008	48
Figura 6 – Diagramma temporale fermate anno 2009	49

1. INTRODUZIONE

La modulistica per la domanda di AIA predisposta dall'APAT, prevede la compilazione di una Relazione Tecnica dei Processi Produttivi. Le informazioni contenute nella domanda definite nell'ambito della modulistica APAT, nel dettaglio:

Descrivere in modo sintetico l'evoluzione nel tempo dell'impianto, sotto il profilo delle principali variazioni di localizzazione, attività e capacità produttiva e delle inerenti modifiche intervenute. Descrivere gli avvicendamenti delle produzioni nel sito. Fornire una descrizione tecnica del ciclo produttivo, definendo tutte le fasi produttive e le operazioni effettuate per passare dalle materie in ingresso ai prodotti in uscita. In particolare riportare:

- capacità massima di produzione, quantità prodotta;
- le linee produttive, le apparecchiature, le loro condizioni di funzionamento e i relativi flussi di materia ed energia associati;
- dati quantitativi in ingresso ed in uscita di flussi di processo (materie prime, prodotti intermedi, finali, secondari, etc.), ausiliari, combustibili, fluidi termovettori, scarichi in aria e in acqua, rifiuti prodotti, specificando le fasi di provenienza e quelle di destinazione, e il bilancio di energia (termica ed elettrica) per ciascuna delle fasi rappresentate negli schemi a blocchi (allegato A.25); se i dati per la singola fase non sono disponibili fornire i dati relativi a più fasi o ad unità di processo significative;
- l'eventuale periodicità di funzionamento, i tempi di avvio e di arresto, la data di installazione ed il nome del costruttore-progettista, la vita residua;
- tipologia di sostanze inquinanti che possono generarsi nelle singole fasi produttive e durante i periodi di manutenzione, caratterizzandoli quantitativamente e qualitativamente;
- la periodicità, durata e modalità di manutenzione programmata;
- il numero di blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno e una breve descrizione di tali eventi.

Fornire inoltre una descrizione di:

- logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti (tipologia dei mezzi di trasporto, frequenza delle spedizioni, viabilità interna);
- sistemi di impianto ausiliari;
- sistemi di regolazione, controllo e sistemi di sicurezza, limitatamente agli scopi del procedimento;
- condizioni di avviamento e di transitorio.

Indicare se sono presenti apparecchiature o parti di impianto non in esercizio; riportare un elenco dei piani di smantellamento succedutisi negli anni ed eventuali bonifiche su parti di impianto effettuate o in atto.

Fornire un'analisi della gestione dei malfunzionamenti (prevenzione dei guasti all'impianto, sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto, misure di prevenzione e lotta antincendio) e degli eventuali incidenti ambientali accaduti con i relativi interventi adottati e i risultati raggiunti.

Al fine di facilitare la lettura del presente documento, nella seguente tabella viene descritta la corrispondenza tra i punti richiesti dalla modulistica APAT nella Relazione dei Processi Produttivi e la struttura della presente Relazione.

Tabella 1 – Corrispondenza con Relazione APAT

Relazione Tecnica dei Processi Produttivi	Presente documento
Descrizione sintetica dell'evoluzione nel tempo dell'impianto, sotto il profilo delle principali variazioni di localizzazione, attività e capacità produttiva e delle inerenti modifiche tecniche intervenute.	<u>2.6 - Evoluzione storica della Raffineria</u>
Descrizione degli avvicendamenti delle produzioni nel sito	<u>2.6 - Evoluzione storica della Raffineria</u>
Descrizione tecnica del ciclo produttivo, definendo tutte le fasi produttive e le operazioni effettuate per passare dalle materie in ingresso ai prodotti in uscita. In particolare riportare: - capacità massima di produzione, quantità prodotta; - le linee produttive, le apparecchiature, le loro condizioni di funzionamento e i relativi flussi di materia ed energia associati;	<u>2.1 - Descrizione generale del ciclo di lavorazione</u> (semplificata) e <u>7 - Descrizione dettagliata delle unità</u> (dettagliata) I flussi di materia ed energia sono riassunti per fasi nel paragrafo <u>3 - Bilancio di materia ed energia</u>
Dati quantitativi in ingresso ed in uscita di flussi di processo (materie prime, prodotti intermedi, finali, secondari, etc.), ausiliari, combustibili, fluidi termovettori, scarichi in aria e in acqua, rifiuti prodotti, specificando le fasi di provenienza e quelle di destinazione, e il bilancio di energia (termica ed elettrica) per ciascuna delle fasi rappresentate negli schemi a blocchi.	<u>3 - Bilancio di materia ed energia</u>
Descrizione dell'eventuale periodicità di funzionamento, i tempi di avvio e di arresto, la data di installazione ed il nome del costruttore-progettista, la vita residua.	<u>5 - Descrizione funzionamento e 7 - Descrizione dettagliata delle unità</u>
Descrizione della tipologia di sostanze inquinanti che possono generarsi nelle singole fasi produttive e durante i periodi di manutenzione, caratterizzandoli quantitativamente e qualitativamente.	<u>4.2 - Caratterizzazione quantitativa delle sostanze inquinanti emesse</u>
Descrizione della periodicità, durata e modalità di manutenzione programmata.	<u>5.1 - Descrizione fermate programmate</u>
Descrizione del numero di blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno e una breve descrizione di tali eventi.	<u>6.1 - Analisi fermate non programmate</u>
Descrizione della logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti (tipologia dei mezzi di trasporto, frequenza delle spedizioni, viabilità interna).	<u>2.2 - Descrizione Stoccaggio e Movimentazione prodotti</u>
Descrizione dei sistemi di impianto ausiliari.	<u>2.3 - Descrizione Servizi Ausiliari</u>
Descrizione dei sistemi di regolazione, controllo e sistemi di sicurezza, limitatamente agli scopi del procedimento.	<u>2.8 - Modalità di controllo del processo e sistemi di sicurezza</u>
Descrizione delle condizioni di avviamento e di transitorio.	<u>5.2 - Descrizione caratteristiche avviamento e transitori</u>
Indicazione se sono presenti apparecchiature o parti di impianto non in esercizio.	<u>2.7 - Attività di smantellamento/decommissioning</u>
Elenco dei piani di smantellamento succedutisi negli anni ed eventuali bonifiche su parti di impianto effettuate o in atto.	<u>2.7 - Attività di smantellamento/decommissioning</u>
Analisi della gestione dei malfunzionamenti (prevenzione dei guasti all'impianto, sistemi di sicurezza e controllo per l'intero impianto, misure di prevenzione e lotta antincendio) e degli eventuali incidenti ambientali accaduti con i relativi interventi adottati e i risultati raggiunti.	<u>6.2 - Analisi della gestione dei malfunzionamenti</u>

2. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA

2.1. Descrizione generale del ciclo di lavorazione

La raffineria è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio; la quasi totalità dei prodotti viene spedita via mare. La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni di t/a, con una capacità di conversione equivalente del 22%.ed è situata nella zona industriale di Porto Marghera, nel comune di Venezia e si estende per un'area di circa 110 ettari. La Raffineria assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area, coprendo un hinterland commerciale che si estende nell'area nord-orientale del territorio italiano, nell'Austria ed in Slovenia.

La raffineria di Venezia è in grado di produrre a partire dalle materie prime i seguenti prodotti:

- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- bitume per impiego stradale ed industriale;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.

L'attuale ciclo produttivo, si realizza da unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Naphta, Kerosene, Gasoli e Residuo.

Le unità primarie della Raffineria consistono in due unità di Distillazione Primaria (DP2 e DP3), che provvedono alla separazione del grezzo nei suoi componenti base per la formulazione di carburanti e combustibili, mediante apporto di calore e sfruttamento delle diverse volatilità relative dei vari componenti la miscela di idrocarburi.

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria, in particolare:

- i distillati pesanti vanno in carica all'unità di Visbreaking - Thermal Cracking che consente di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina, gasolio) da parte del residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche un prodotto pesante non troppo viscoso;
- la benzina pesante e la nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria sono inviate all'impianto di Reforming Catalitico RC3 con lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche". La sezione di reforming produce H₂ puro al 85% circa e benzina riformata;
- la benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione è sottoposta al processo che ne migliora le caratteristiche "ottaniche" nell'impianto di Isomerizzazione ISO.

Altre unità di trattamento dei distillati medi e leggeri derivanti dalle distillazioni e di preparazione basi per prodotti finiti sono i seguenti;

- unità di Desolforazione HF1 e HF2 dei distillati intermedi (gasoli) provenienti dalle unità primarie e dall'impianto di cracking termico, mediante riduzione del tenore complessivo di zolfo, azoto e composti poliaromatici.

L'idrogeno solforato e l'ammoniaca presenti nelle acque reflue (acque acide) dalle unità vengono strippati in tre unità (Sour Water Stripper, SWS 1/2/3).

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H₂S) proveniente dagli impianti di desolforazione catalitica, dall'unità Visbreaking-Thermal Cracking così come gli stream gassosi che contengono apprezzabili quantità di H₂S vengono trattate mediante assorbimento con soluzioni amminiche per la rimozione dell' H₂S presente. L'H₂S viene successivamente recuperato, con rigenerazione della soluzione amminica, ed inviato a due impianti di Recupero Zolfo che convertono l'idrogeno solforato in zolfo destinabile ad usi commerciali.

A valle degli impianti di recupero zolfo, è inserito l'impianto di trattamento dei gas di coda (HCR), che mediante riduzione catalitica della SO₂ a H₂S (che viene successivamente assorbito mediante lavaggio amminico) permette il recupero dei composti solforati residui presenti nei gas di coda degli impianti di RZ1-RZ2, altrimenti destinati a combustione, con efficienza complessiva del sistema di recupero superiore al 99,5 %.

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.: grezzi, 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 d un nuovo serbatoio di stoccaggio bitumi della capacità di circa 4300 m³. L'intervento prevede inoltre la realizzazione di un nuovo sistema di riscaldamento dei serbatoi di stoccaggio del bitume 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.

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 al fine di trarre una riduzione delle emissioni di NOx e PST dell'impianto COGE. L'intervento prevede l'installazione di una stazione di riduzione della pressione del metano e l'interconnecting con la rete fuel gas.

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;
- 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.

2.4. Suddivisione in fasi del processo

Ai soli fini della descrizione delle attività di raffineria in coerenza con quanto richiesto dalla modulistica APAT per la compilazione della domanda di AIA, il processo svolto presso lo stabilimento è stato schematizzato secondo alcune fasi principali, classificabili anche come macro-fasi, ovvero:

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

Infine la Raffineria di Venezia risulta connessa alla rete di trasmissione nazionale di elettricità RTN.

Fase Raffinazione

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Dal punto di vista operativo/funzionale, la fase di raffinazione comprende tutti processi svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte nel paragrafo successivo:

- Distillazione primaria 2 - DP2
- Distillazione primaria 3 - DP3
- Desolforazione GPL - Merox 2
- Isomerizzazione - ISO

- Reforming Catalitico 3 - RC3
- Splitter nafta - PV1
- Splitter GPL - SGPL
- Visbreaking / Thermal Cracking - VB/TC
- Desolforazione gasolio/kerosene 1 – HF1
- Desolforazione gasolio/kerosene 2 – HF2
- Unità 22 – Rigenerazione Ammine
- Recupero zolfo - RZ1, RZ2 e HCR
- Strippaggio acque acide - SWS1, SWS2 e SWS3
- Torcia

Fase Gestione Utilities

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità:

- Impianto di cogenerazione – COGE (per produzione vapore ed energia elettrica);
- Distribuzione energia elettrica;
- Produzione e distribuzione aria compressa;
- Distribuzione Fuel Oil e Fuel Gas.

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche la distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio), il trattamento per la produzione di acqua demi, il sistema di trattamento condensate recuperate ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

Fase Stoccaggio e Movimentazione

La fase di stoccaggio e movimentazione comprende tutte attività di stoccaggio prodotti idrocarburi, semilavorati, materie prime e di altre sostanze necessarie al processo di raffinazione.

Inoltre risultano ricomprese in questa fase tutte le attività di movimentazione a supporto della raffineria, ovvero via terra (principalmente per i prodotti), via oleodotto (petrolio greggio e prodotti finiti) e via nave (principalmente per le materie prime ed i semilavorati).

Fase Trattamento Reflui

La fase di trattamento reflui comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti nell'ambito dello stabilimento che i sistemi di trattamento dei reflui prima dello scarico complessivo dei reflui mediante il punto di scarico esistente.

Fase Gestione Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende tutte le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento. In particolare, sono operanti due aree di deposito temporaneo

2 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

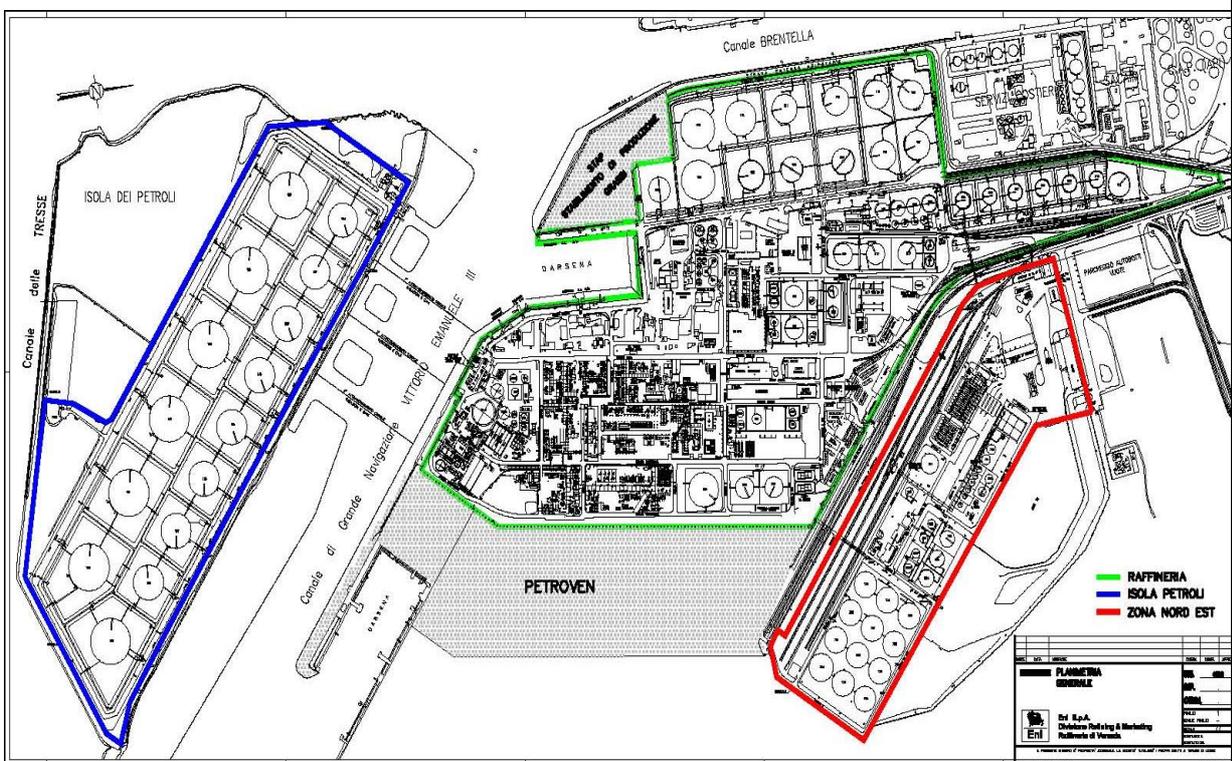
(Parco Rottami e Parco Ecologico) dalle quali i rifiuti sono successivamente inviati allo smaltimento finale esterno.

2.5. Descrizione sintetica delle unità di raffineria

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

Il lay-out di raffineria è riportato in Figura 1. La successiva Figura 2 riporta uno schema a blocchi del ciclo produttivo della raffineria.

Figura 1: Planimetria della Raffineria



2 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

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

Oltre agli impianti di processo esistono varie altre unità appartenenti ai Servizi Ausiliari o Utilities di raffineria finalizzati alla produzione e distribuzione di vapore, energia elettrica, acqua refrigerante e industriale, aria compressa, ecc. I servizi ausiliari o utilities principali sono riassunti nella seguente Tabella.

Tabella 3– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Produzione cogenerazione vapore e energia elettrica [COGE]	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unità in cui vengono prodotti il vapore di processo e l'energia elettrica necessaria per i servizi di raffineria e per gli offsites.
Distribuzione energia elettrica	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cabine e sottostazione elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Blow-down e torcia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ La raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che vengono inviati previo lavaggio a rete fuel gas. ▪ L'unità DP2 risulta asservita da un sistema con torcia fredda
Produzione e distribuzione aria compressa	<p>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.</p>
Distribuzione acque industriali e di refrigerazione	<ul style="list-style-type: none"> ▪ L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria avviene secondo tre distinte fonti: <ul style="list-style-type: none"> ○ acqua potabile, fornita attraverso la rete pubblica dell'Acquedotto Comunale Ve.S.T.A.; ○ acqua mare di raffreddamento, proveniente dal Canale Vittorio Emanuele III a mezzo stazione di pompaggio (Rif. Autorizzazione Mav Prot. n° 1345 del 28/04/2004). ○ acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demineralizzata e come acqua industriale (ad uso servizi di processo), proveniente dal fiume Sile e fornita mediante Convenzione dal Consorzio Utenti Acquedotti Industriali (CUAI).

2.6. Evoluzione storica della Raffineria

Inquadramento generale

Il primo insediamento nell'attuale area Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing – Raffineria di Venezia, esteso a circa 103 ettari sulla gronda lagunare, sorge per iniziativa privata nel 1926, in concomitanza alla prima industrializzazione di Porto Marghera, con il nome di Distillazione Italiana Combustibili (DICSA) e contempla la presenza di uno stabilimento per la piroscissione di oli minerali, costituito da un forno completo di servizi accessori, un laboratorio chimico sperimentale ed un impianto di distillazione e piroscissione pilota.

Il primo ampliamento risale al 1929, mediante la messa in opera di un impianto cracking, con annessi impianti di distillazione e raffinazione e servizi generali tecnici. Lo stabilimento raggiunge così una capacità di trattamento di 50.000 t/a di residui .

Nel 1931 viene aggiunta una seconda struttura di cracking, che porta il potenziale di lavorazione a 160.000 t/a.

Nel 1934 la DICSA, per problemi gestionali interni , cede lo stabilimento all'Agip che provvede in breve tempo alla trasformazione ed al potenziamento degli esistenti impianti semicontinui di cracking in moderni impianti continui completati poi con la realizzazione di strutture idonee a realizzare il ciclo completo di lavorazione del petrolio greggio. In questo modo già nel 1937 la Raffineria è in condizione di trattare, mediante un impianto di distillazione primaria da 1.300 t/g ed un impianto di trattamento continuo con acido dei distillati, correlato ad opportuni servizi ausiliari e serbatoi, con capacità di lavorazione di oltre 350.000 t/a di olio minerale greggio, importato dagli Stati Uniti , dal Messico, dalla Romania e dall'Albania, con navi cisterna dell'Agip.

Dopo la fine del II° conflitto mondiale si arriva alla costituzione, nel 1947, di una società denominata Industria Raffinazione Oli Minerali (IROM), con la partecipazione azionaria dell'Agip S.p.A. della Anglo Iranian Oil Company (AIOC), divenuta poi BP Trading Ltd. La Raffineria viene ricostruita a seguito degli ingenti danni subiti nel corso degli eventi bellici e rimessa in esercizio.

Con l'uscita della BP dal mercato italiano, nel 1978 la Raffineria diventa interamente proprietà dell'Agip Petroli, seguendo progressivamente le profonde e radicali trasformazioni che hanno interessato in questi ultimi anni l'economia petrolifera mondiale e, in particolare, sviluppando l'adozione di impianti idonei ad utilizzare prevalentemente greggi medio-orientali, facendo fronte alle sempre più severe richieste qualitative e quantitative del mercato

Oggi, l'insediamento della Raffineria di Venezia si pone, dal punto di vista strettamente industriale, in un contesto strategico per la sua posizione geografica e per la dotazione/localizzazione di collegamenti ed infrastrutture.

La Raffineria assicura il rifornimento dei prodotti energetici, per usi industriali e civili, ad una vasta area molto importante per lo sviluppo del Paese, coprendo un hinterland commerciale che si estende ampiamente nell'area nord-orientale del territorio italiano, nell'Austria ed in Slovenia.

Inoltre, l'Eni S.p.A. Divisione Refining & Marketing è presente a Porto Marghera con altri impianti, quali:

- uno Stabilimento di produzione oli e grassi
- un Deposito costiero, in compartecipazione societaria (Petroven), di prodotti finiti su cui insistono in gran parte le cariche di rete .

Evoluzione strutturale del sito

Nel corso degli anni la Raffineria ha subito un processo continuo di adeguamento tecnologico, apportando miglioramenti agli impianti di produzione, a seguito delle mutate esigenze del mercato in termini quantitativi e, soprattutto, qualitativi, intesi come caratteristiche dei prodotti e dei processi, anche dal punto di vista della garanzia delle condizioni di sicurezza e di rispetto dell'ambiente.

Il ciclo attuale di Raffineria, completo di utilities di supporto, si deve intendere quindi come frutto di una successione di interventi, richiesti da esigenze tecnologiche, produttive e commerciali, e sintetizzabili, per quanto concerne gli aspetti di maggiore rilievo, in:

- 1937 – primo avviamento del ciclo completo di raffinazione (lo stabilimento è in grado di trattare oltre 350.000 t/a di olio minerale greggio) grazie all'impianto di Distillazione primaria (Foster Wheeler)
- 1952 – avviamento dell'impianto di Distillazione primaria 2 con una potenzialità di 2500 t/g
- 1966 – avviamento dell'impianto di Distillazione primaria 3, dell'impianto di desolforazione gasoli HF1 e di recupero zolfo RZ1.
- 1968 – realizzazione di un impianto di Isomerizzazione da 620 t/g per aumentare il numero di ottano delle benzine leggere
- 1960/70 – ampliamento strutturale della Raffineria, mediante realizzazione nella zona Nord-Est di pensiline di carico, depositi e serbatoi, tra cui i serbatoi di GPL.
- 1970 – costruzione del pontile S. Leonardo per permettere l'attracco diretto di petroliere di greggio di grossa portata, in accordo allo sviluppo del trend produttivo, che vede l'aumento del tonnellaggio delle navi, per realizzare economie di scala nel trasporto dei prodotti petroliferi, riducendo congiuntamente il traffico inter-lagunare connesso al passaggio attraverso il Canale S. Marco
- 1972 – entrata in servizio dell'impianto di Reforming Catalitico 3 (RC 3), per aumentare il numero di ottano delle nafte pesanti, e realizzazione dell'impianto di Desolforazione 2 per il trattamento dei distillati medi
- 1973 - avviamento dell'impianto di trattamento/depurazione degli effluenti derivanti dagli scarichi delle acque di processo, delle acque di zavorra e delle acque meteoriche
- 1982 – avviamento dell'impianto di Visbreaking per il trattamento del residuo da Distillazione primaria, permettendo di migliorare la redditività dello schema di lavorazione ed incrementando le rese in distillati leggeri consta oggi di una sezione VB di 3.900 t/g
- 1982 - realizzazione dell'impianto di Sour Water Stripper (SWS), progettato per eliminare l'idrogeno solforato e l'ammoniaca contenuti nelle acque di scarico provenienti dalle acque acide di Raffineria , con una capacità di 10,5 t/h
- 1982 - costruzione di un secondo impianto di Recupero di zolfo (RZ2), in grado di trattare anche flussi di idrogeno solforato ad alta concentrazione di ammoniaca
- 1985 – adeguamento dell'impianto di Desolforazione 1 a Deparaffinazione e Desolforazione gasoli pesanti, per migliorare, oltre il tenore di zolfo, anche le caratteristiche a freddo del gasolio, incrementando le rese in distillati

- 1986 – modifiche all’impianto di Distillazione primaria 3 per incrementarne la capacità fino a 10.500 t/g, migliorando le rese in distillati mediante l’inserimento di una sezione Flash Vacuum ed ottimizzando lo scambio termico nel treno di scambio del preriscaldamento grezzo
- 1989 – modifica ed ammodernamento dell’impianto di Reforming catalitico 3 con l’aggiunta di una nuova sezione a rigenerazione continua per incrementarne la capacità (fino a 1.750 t/g), il numero di ottano delle nafte e la resa in idrogeno
- 1989 - aggiunta della sezione di Thermal Cracking all’impianto di Visbreaking, per il trattamento dei gasoli pesanti (residuo), con capacità di 2.160 t/g.
- 1989 - realizzazione di un secondo impianto di Sour Water Stripper con capacità di 12,5 t/h per trattare l’acqua acida di scarico dal processo di Thermal Cracking e fare fronte al contemporaneo restringimento dei limiti legislativi previsti per gli scarichi idrici
- 1990 – modifica dell’impianto di Distillazione primaria 2 con adeguamento della capacità, a 2.800 t/g
- 1987/93 – realizzazione progressiva del sistema di controllo distribuito (Distributed Control System - DCS), che garantisce, attraverso terminali grafici, il continuo monitoraggio di parametri operativi ed il costante controllo automatico/manuale degli impianti di produzione e della centrale termoelettrica. Il sistema rende inoltre possibili analisi puntuali ed elaborazioni storiche dei dati di marcia.
- 1993 – attivazione della nuova centrale termoelettrica, in sostituzione della tradizionale dismessa, per la produzione del vapore e dell’energia elettrica necessaria per coprire il fabbisogno della Raffineria (si rimanda per i dettagli tecnici ed impiantistici alla sezione 3.2)
- 1996 – interventi sull’impianto di Desolforazione 1, mirati ad aumentare la capacità operativa (640 t/g a Dewaxing e Desolforazione del gasolio pesante o 1.350 t/g direttamente a Desolforazione dei distillati medi) ed a ridurre il contenuto di zolfo nei gasoli finiti al di sotto dello 0,05% in peso.
- 1996 - potenziamento dell’impianto di Desolforazione 2 per aumentare la capacità fino a 2.400 t/g e ridurre il contenuto di zolfo nei gasoli allo scopo di soddisfare le nuove e sempre più stringenti specifiche, anticipatamente e volontariamente adottate, con largo anticipo rispetto alla normativa, da AgipPetroli.
- 1996 - interventi sul sistema di frazionamento dei light- ends della DP2 E DP3 miranti a permettere la produzione di benzine a basso contenuto di benzene e aromatici, anticipando la normativa europea.
- 1993/98 – installazione all’interno dello stabilimento di un Sistema Informativo fortemente integrato, gestito su base informatica con rete locale, che supporta la conduzione delle attività tecniche (manutenzione, processi, investimenti), tecnologiche, fiscali ed amministrative. Il network aziendale si sviluppa su 6 km di fibra ottica e 45 km di cavo in rame e riunisce tutti gli edifici e le sale controllo della Raffineria, collegando oltre 250 tra terminali, computer e server
- 1999 attivazione di una unità (HCR) per il trattamento gas di coda degli impianti di recupero zolfo RZ1 e RZ2
- 2003 e 2004 adeguamento desolforazioni HF1 ed HF2 per tragguardare le nuove specifiche gasoli a basso contenuto di zolfo e revamping impianto di recupero zolfo RZ1

Alcuni interventi sugli impianti/apparecchiature di Raffineria ed alcune attività di analisi e monitoraggio sono state dettate da specifiche esigenze di protezione dell'ambiente; in tale ambito, il panorama complessivo si può rappresentare in modo sintetico identificando:

Interventi di protezione/monitoraggio della risorsa idrica, suolo e sottosuolo

- 1993: modifica, in ottemperanza ad una prescrizione legislativa, del sistema di trattamento dell'acqua marina (acqua per il raffreddamento finale degli streams dagli impianti di processo), attraverso la sostituzione degli additivi a base di Stagno, per l'eliminazione dei mitili, con composti a base di cloro, compatibili con l'ambiente lagunare, anche se di minore efficienza.
- 1998: recupero dell'acqua trattata dall'impianto di Sour Water Stripper, mediante iniezione diretta nel greggio nel sistema di dissalaggio (pari a circa il 3% in peso del greggio trattato), ottenendo un risparmio nel consumo di acqua industriale e la riduzione di circa 10-12 t/h di acque effluenti scaricate in laguna.
- 1999: caratterizzazione del sito e monitoraggio completo delle acque di falda (Raffineria – Zona NE – Isola Petroli).
- 1999/00: Basic Design per modifiche impianto biologico.
- 1999/00: Risanamento e messa in sicurezza Area relativa alla demolizione dell'impianto Topping 1 (DP1) e radiazione dell'Unità RC2.
- 2000: ristrutturazione della rete fognaria mediante controlli ispettivi con telecamera e conseguente risanamento dei tratti compromessi.
- 2000: ripristino argini Isola Petroli attraverso la ristrutturazione delle scarpate a mare.
- 2001: completamento delle opere per il recupero, a breve, di parte dell'acqua depurata dal trattamento biologico come acqua industriale sostitutiva in alcuni impianti, con conseguente riduzione degli scarichi in Laguna.
- Nel 2002 è stata realizzata ispezione con "Robot intelligente" dell'oleodotto di trasferimento Petrolio Grezzo dal Porto di S. Leonardo alla Raffineria. Tale ispezione ha messo in evidenza l'ottimo stato di conservazione dell'oleodotto stesso.
- Nel 2003 e' stato completato il revamping dell'Impianto TE, finalizzato al rispetto dei nuovi limiti previsti dal "Decreto Ronchi-Costa" e inoltre al recupero interno delle acque trattate (vd. PMA, paragrafo successivo);
- Nel 2004 (per dettagli vd. PMA) sono continuate le attività di controlli ispettivi e manutenzione preventiva della rete fognaria (circa 1700 metri), eseguito progetto e realizzato (marzo 2005) lining interno a oleodotto di attraversamento Canale Vittorio E., iniziata attività di dotazione di doppio fondi per i serbatoi di categoria A e B, eseguita l'installazione di bracci di carico/scarico navi dotati di sgancio automatico di sicurezza.
E' stata inoltre eseguita la caratterizzazione integrativa a maglia 50 x 50 m del suolo/falda della Raffineria mediante la realizzazione di nuovi sondaggi geognostici spinti fino al primo livello impermeabile, nuovi piezometri nel riporto e in prima falda al fine di elaborare un progetto

definitivo di bonifica della falda e un progetto preliminare di bonifica dei suoli (presentati al Ministero dell'Ambiente aprile-luglio 2005).

- Nel 2005 in data 15 febbraio 2005 è stato stipulato tra la Società Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing, il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio e il Ministero delle Infrastrutture e Trasporti un accordo transattivo che vede la partecipazione finanziaria dell'Eni agli interventi di marginamento di competenza del Magistrato alle Acque in corso di attivazione. La stipula del predetto accordo costituisce adempimento da parte dell' Eni S.p.A Divisione Refining & Marketing Raffineria di Venezia agli obblighi di messa in sicurezza di emergenza, lato laguna, di cui al D.M. 471/99.

In considerazione del quadro emerso dalla caratterizzazione integrativa del sito eseguita nel 2004 ed a fronte dei risultati analitici ottenuti, è stato predisposto un Progetto definitivo di bonifica della falda, dichiarato approvabile dalla Conferenza dei Sevizi decisoria del 07/02/2006.

Interventi di protezione dell'aria

- 1982-97: progressiva messa a punto di procedure operative che evitino, sia in fase di marcia normale, sia in fase di avviamento/fermata o upset, drenaggi, sversamenti o rilasci accidentali di fluidi dalle apparecchiature della sezione di Visbreaking, potenzialmente fonte di odori sgradevoli.
- Si osservi che attualmente le procedure operative di isolamento sono estese a tutti gli altri impianti della Raffineria, anche mediante la realizzazione di opportuni hook-up (facilities di drenaggio).
- 1990-97: riduzione progressiva delle operazioni di rigenerazione dei catalizzatori esausti in Raffineria mediante il conferimento a ditte specializzate che rigenerano il catalizzatore in impianti esterni e lo restituiscono pronto all'uso alla Raffineria.
- Si evita in questo modo la combustione diretta, all'interno del reattore, del coke formatosi (tramite miscele di azoto, vapore e/o aria), fonte potenziale di generazione di emissioni atmosferiche inquinanti.
- Si osservi che la rigenerazione esterna, a fronte di evidenti maggiori carichi economici consente di evitare la manipolazione di composti pericolosi necessari nelle operazioni di solfidazione, fonte anch'essa di potenziali emissioni inquinanti o comunque di rischi per la manipolazione dei suddetti prodotti.
- 1991/92: realizzazione dell'impianto di recupero vapori dal caricamento delle benzine nella zona N-E: gli idrocarburi volatili più leggeri sono aspirati durante le operazioni di carico, vengono condensati a bassa temperatura, recuperati allo stato liquido ed infine il flusso gassoso rimanente passa attraverso una sezione a carbone attivo per eliminare le ultime tracce di idrocarburi.
- Un sistema di recupero vapori dai serbatoi e dalle pensiline di carico è stato inoltre installato per i bitumi.
- 1992-97: adeguamento progressivo alla Bolla di Raffineria (definizione dei limiti emissione dello stabilimento ai sensi del DM 12/7/90) mediante riduzione del tenore di zolfo nell'olio combustibile, da 2% a 1,1-1,2%, in dipendenza degli assetti di Raffineria, e contenimento dell'idrogeno solforato nel gas di Raffineria sotto 1.000 ppm (mediante trattamento di lavaggio amminico dei principali streams che lo compongono).

- 1995/04: installazione di doppie tenute sulle pompe per evitare emissioni potenziali di idrocarburi e/o di altri fluidi pericolosi/maleodoranti nel caso di rotture. Sono stati inoltre installate in Raffineria reti per il controllo delle potenziali emissioni di idrocarburi ed idrogeno solforato e della formazione di miscele esplosive che potrebbero verificarsi a seguito di anomalie nel funzionamento degli impianti.
- 1997/98: progressiva installazione di doppie tenute sui serbatoi a tetto galleggiante per prodotti volatili quali le benzine e greggi.
- 1998: realizzazione di un sistema di trattamento dell'olio combustibile destinato alla caldaia dell'impianto di cogenerazione per la riduzione delle emissioni di particolato, con l'obiettivo di contenere lo scarico di polveri, effetto ottenuto mediante la miscelazione dell'olio con acqua (per ottimizzare l'atomizzazione delle componenti) ed additivi (per facilitare il mantenimento dell'emulsione stabile).
- 1999: realizzazione di un sistema con recupero dei composti solforati residui presenti nei gas di coda degli impianti di Recupero zolfo altrimenti destinati a combustione. Il processo si realizza mediante riduzione catalitica della SO₂ a H₂S e successivo assorbimento e strippaggio dell'idrogeno solforato e rialimentazione al forno di carica. In tal modo il recupero dell'idrogeno solforato risulta superiore a 99,5%.
- 1999/01: in accordo alle nuove normative per la disciplina degli stoccaggi iniziano le operazioni di pitturazione con vernici termoriflettenti dei serbatoi contenenti prodotti volatili. Ciò consente di diminuire l'emissione di COV.
- 2003: realizzazione del revamping di uno dei due impianti di desolforazione gasolio (HF2) per la produzione di prodotto a bassissimo contenuto di zolfo (< a 10 ppm) in anticipo rispetto ai termini previsti dalle leggi comunitarie e con contenuto di zolfo più basso di quanto previsto dalle stesse.
- 2004: la realizzazione del revamping del secondo impianto di desolforazione gasolio (HF1) per la produzione di prodotto a bassissimo contenuto di zolfo (< a 10 ppm) in anticipo rispetto ai termini previsti dalle leggi comunitarie e con contenuto di zolfo inferiore di quanto previsto dalle stesse.
- 2005: l'installazione di un compressore di recupero gas di torcia.

Interventi per la protezione ambientale (generale)

- 1985/86: adeguamento alle indicazioni di buona ingegneria che impongono il limite dei 10 ppm di idrogeno solforato solubilizzato nello zolfo liquido ottenuto dagli impianti di Recupero zolfo
- 1995/01: per migliorare l'affidabilità della marcia degli impianti sono stati installati per il controllo degli allarmi e dei blocchi, sistemi a logica programmabile (PLC) con le opportune ridondanze sui componenti a maggior criticità
- 1995/98: allo scopo di evitare sversamenti di prodotti petroliferi durante le operazioni di carico/scarico navi, i bracci ai pontili sono stati dotati di organi di intercettazione che permettono di mantenere sempre vuote le tubazioni al termine delle operazioni.
- 1999: completamento e messa in esercizio dei serbatoi tumulati di GPL fase 1.
- 1999/00: realizzazione delle opere di adeguamento del sistema di carico

GPL (3 nuove pensiline di carico).

- 1999/01: adeguamento delle linee di aspirazione da serbatoi degli impianti di Desolforazione Gasoli e valle di analisi HAZOP.
- 2000/01: realizzazione delle opere di tumulazione dei serbatoi di GPL (fase 2) a completamento del progetto.
- 2002: completamento in anticipo rispetto alle scadenze legislative, della dismissione di tutte le apparecchiature dell'impianto etilazione benzine, con conseguente eliminazione del Pb tetraetile.
- 2003: realizzazione di una Sala Controllo Bunkerizzata che ha consentito l'accentramento, delle tre ex sale controllo degli impianti, del COGE e delle strutture logistiche. La realizzazione, in linea con i più elevati standard del settore industriale, consente il migliore controllo e messa in sicurezza dell'intero stabilimento in caso di emergenza.

Nel corso degli anni, infine, la Raffineria ha effettuato diversi interventi di energy conservation ottenendo indici di performance energetici che la portano ai livelli più elevati per schemi impiantistici di questo tipo (ciclo hydroskimming con conversione termica).

Nella seguente tabella sono indicati sinteticamente i principali interventi di modifica e/o adeguamento tecnologico che hanno riguardato negli anni alcuni singoli impianti di produzione o ausiliari di raffineria.

Tabella 4 – Interventi di Modifica e/o di Adeguamento agli Impianti di Raffineria (sintesi)

Impianti di Produzione o Ausiliario	Interventi di Modifica e/o di Adeguamento agli Impianti di Raffineria
Distillazione Primaria 2 - DP2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 2800 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1952; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Distillazione Primaria 3 - DP3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 12000/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1966; ▪ L'impianto è stato negli anni modificato con l'inserimento di una sezione flash drum, il Revamping della sezione Vacuum, l'inserimento di una colonna di Preflash e interventi di recupero termico.
Reforming Catalitico 3 - RC3	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 1800 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1970; ▪ L'impianto ha subito un intervento di integrazione energetica attraverso l'installazione di uno scambiatore carica/effluente ad alto rendimento e l'inserimento di un 4° reattore di reforming con sistema di rigenerazione continua del catalizzatore per spingere ulteriormente la conversione: Successivamente, inoltre il 3° reattore ha subito un intervento di revamping con incremento della quantità di catalizzatore.
Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 3900 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1982; ▪ L'impianto è stato modificato con l'inserimento della sezione Thermal cracking ed il successivo revamping della stessa sezione.
Desolforazione Gasolio/kerosene 1 - HF1	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 2700 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1958; ▪ L'impianto ha subito vari Revamping che hanno previsto l'inserimento di un reattore di dewaxing (MDDW), un aumento di capacità con sostituzione del reattore di desolforazione e del compressore per il gas di riciclo e reintegro, la conversione del reattore MDDW in HDS, inserimento della sezione di essiccazione e l'aumento della quantità di catalizzatore per incremento della capacità e adeguamento alle nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli.

Desolforazione Gasolio/Kerosene 2 – HF2	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 2880 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1972; ▪ L'impianto ha subito vari revamping che hanno previsto l'aumento della capacità ed inserimento stripper H₂S a vapore, l'inserimento della sezione di trattamento acque acide SWS 2, l'eliminazione del quenching intermedio al reattore, un ulteriore aumento della capacità con sostituzione forno ed inserimento della sezione di essiccazione e l'incremento della quantità di catalizzatore per adeguamento alle nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli.
Isomerizzazione – ISO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 690 t/giorno; ▪ Primo avviamento nel 1968; ▪ E' stata recentemente inserita la sezione di deisopentanizzazione.
Recupero Zolfo – RZ1, RZ2 e HCR	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione complessiva = 82 t/giorno; ▪ Primo avviamento RZ1 nel 1972; ▪ Primo avviamento RZ2 nel 1982; ▪ Primo avviamento HCR nel 1999; ▪ Sia l'RZ1 che l'RZ2 sono stati revampati con aumento della capacità con sistema ad aria arricchita (OxyClaus).
Trattamento Acque Reflue Sez. Biologico	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = 240 /giorno; ▪ Primo avviamento nel 1973; ▪ L'impianto ha subito l'inserimento del 2° chiarificatore secondario e l'inserimento di una nuova sezione di filtrazione. La sezione biologica ha subito un ulteriore revamping con ampliamento della sezione di nitrificazione.

E' previsto nel 2007 il revamping dell'unità di Isomerizzazione benzine.

L'impianto è attualmente costituito dalle seguenti sezioni:

- sezione di desolforazione in cui sono rimossi dalla carica i composti dello zolfo;
- sezione di deisopentanizzazione in cui viene recuperato l'iso C5 alto ottanico dalla benzina desolfurata;
- sezione di dearomatizzazione, in cui vengono saturati i composti aromatici che costituiscono un veleno per il catalizzatore di isomerizzazione;
- sezione di isomerizzazione in cui vengono migliorate le caratteristiche ottaniche della benzina.

Il revamping prevede di modificare le sezioni di dearomatizzazione e isomerizzazione esistenti con conversione alla tecnologia Penex UOP (licenziatario).

Con il nuovo processo si conseguiranno i seguenti obiettivi:

- eliminazione dell'utilizzo del tetracloruro di carbonio quale agente clorurante per l'attivazione del catalizzatore di isomerizzazione in fase di avviamento impianto;
- eliminazione degli stream contenenti elevate concentrazioni di acido cloridrico;

- traguardare gli obiettivi di qualità delle benzine in linea con quanto previsto dalla direttiva 98/70/CE del 28.12.98 recepita con DPCM 434 del 23.11.00.

L'intervento di revamping prevede:

- modifiche minori della sezione di desolforazione;
- conversione delle sezioni esistenti di dearomatizzazione e isomerizzazione in una nuova sezione di isomerizzazione a tecnologia Penex;
- modifiche delle sezioni di frazionamento della benzina isomerata con installazione di una sezione di deisoesanizzazione per il riciclo delle normal paraffine con lo scopo di massimizzare le caratteristiche ottaniche della benzina prodotta.

Per l'attivazione del catalizzatore grazie alla tecnologia Penex sarà sufficiente l'impiego di percloroetilene già impiegato per l'impianto attuale per mantenere costante l'attività del catalizzatore durante la marcia.

La Raffineria ha già inoltrato domanda di autorizzazione all'esecuzione delle modifiche previste alla Regione Veneto ed al Comune di Venezia.

2.7. Attività di smantellamento/ decommissioning

Il settore della raffinazione è contraddistinto sicuramente da un elevato tasso di ammodernamento degli impianti per mantenere le proprie operazioni competitive ed adeguate al contesto normativo in cui opera.

Pertanto nell'arco degli anni sono state svolte diverse attività di installazione di nuovi impianti, revamping di impianti esistenti, messa fuori servizio e smantellamento di impianti esistenti, come di può intuire dall'analisi dell'evoluzione storica della raffineria.

Nella seguente tabella sono riassunti i piani di smantellamento svolti negli ultimi 15 anni, relativamente alle unità principali.

Tabella 5 – Piani di smantellamento

Anno inizio	Descrizione piano di smantellamento
1996-1998	Distillazione primaria 1 - DP 1
2003	Centrale termoelettrica - CTE
2000-2001	Reforming catalitico 2 - RC2

Tutti gli impianti dismessi sono stati demoliti e/o sostituiti con impianti nuovi.

2.8. Modalità di controllo del processo e sistemi di sicurezza

Controllo del processo

La supervisione ed il controllo degli impianti di processo della Raffineria di Venezia è operata mediante strumentazione di campo (valvole di controllo, termocoppie, manometri, etc.), gestiti da Sala Controllo attraverso un insieme di microprocessori, apparecchiature e strumentazione elettronica che collegate da una rete di comunicazione costituiscono il Sistema di

Controllo Distribuito¹ (DCS).

L'architettura del DCS prevede:

- moduli decentralizzati dislocati presso n° 3 sale tecniche le cui funzioni sono l'acquisizione e l'elaborazione dei segnali provenienti dall'impianto e inviati all'impianto.
- moduli centralizzati in Sala Controllo quali l'interfaccia operatore e i sistemi di registrazione. L'interfaccia tra operatore ed impianto permette le seguenti funzioni principali:
 - a) Indicazioni di tutte le variabili;
 - b) manipolazione di tutte le catene di regolazione e di controllo;
 - c) annunciazione degli allarmi con le diverse priorità;
 - d) presentazione dei trend;
 - e) evidenziazione messaggi di diagnostica

L'obiettivo del DCS è assicurare la stabilità degli impianti tramite le tecniche di regolazione, contenendo gli eventuali scostamenti dagli assetti operativi, dovuti a varie tipologie di disturbi.

Oltre ai sistemi DCS, molte logiche automatizzate (e specificatamente quelle relative ai blocchi di processo) sono quasi esclusivamente realizzate con i Controllori Logici Programmabili² (PLC), strettamente connessi comunque al DCS.

In Raffineria sono presenti due tipologie di PLC:

- i primi sono quelli che gestiscono e controllano apparecchiature di piccole dimensioni e generalmente sono stato offerti dallo stesso fornitore dell'apparecchiatura (Package);
- i secondi sono quelli impiegati nella sicurezza e vengono utilizzati nelle logiche di interblocco e/o di fermate di emergenza. I PLC utilizzati per queste ultime applicazioni vengono comunemente definiti sistemi di Emergency Shut Down (ESD).

I PLC comunicano attraverso collegamenti seriali con i DCS dando luogo a uno scambio dati che permette all'operatore tramite l'interfaccia DCS di ricevere informazioni dai PLC e inviare comandi di start stop o reset di apparecchiature.

Sistemi di Gestione Sicurezza

La Raffineria è soggetta all'applicazione del D. Lgs. 334/99 , relativo ai rischi di incidenti rilevanti connessi con la detenzione di determinate sostanze pericolose.

All'interno del sito, infatti, sono presenti sostanze classificate come "pericolose" (per composizione chimica e/o caratteristiche di tossicità/infiammabilità) in quantità uguale o superiore ai valori che la normativa definisce per l'obbligo di Notifica ministeriale (art. 6) e la

¹ Sistema di Controllo Distribuito indica "Distributed Control System" (DCS).

² Controllori Logici Programmabili indica "Programmable Logic Controller" (PLC).

redazione del Rapporto di Sicurezza (art. 8).

Nella documentazione inoltrata agli Enti preposti sono analizzati i cicli produttivi e le probabilità che si possa verificare un incidente rilevante, individuando le potenziali conseguenze/impatti sull'ambiente circostante e le precauzioni disposte dalla Raffineria per evitare ogni rischio e mitigarne gli effetti.

Le situazioni incidentali credibili, emerse dall'Analisi di Rischio del rapporto di sicurezza, si possono sintetizzare come segue:

- incendio (benzina, gas di petrolio liquefatto, gasolio e idrogeno, petrolio grezzo);
- esplosione (benzina e gas di petrolio liquefatto);
- rilascio tossico (idrogeno solforato);
- rilascio di idrocarburi (petrolio grezzo e benzina).

In questa logica, e nell'ottica del rispetto degli adempimenti previsti dal citato Decreto, la Raffineria ha adottato specifici strumenti di gestione, tra cui:

- il Piano di Emergenza Interno (PEI), che codifica i comportamenti da seguire in caso di incidente rilevante, periodicamente testati in sito attraverso esercitazioni e simulazioni con il coinvolgimento di dipendenti ed Enti esterni;
- il PEI, inoltre, si correla al Piano di Emergenza Esterno emanato dalla Prefettura locale;
- la Politica di Sicurezza, Salute, Ambiente e Prevenzione degli incidenti rilevanti;
- il Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS), strutturato attraverso Manuale, Procedure e supporti dedicati, secondo gli specifici requisiti definiti dal D.M. 9.8.2000;
- la Scheda di informazione alla popolazione, finalizzata a sintetizzare i rischi di incidente rilevante con impatto esterno.

Sistemi di Gestione Ambientale

La raffineria di Venezia è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale che nel 2004 ha ottenuto la registrazione EMAS.

Obiettivo del Sistema di Gestione Ambientale è assicurare che gli aspetti/effetti ambientali di tutte le attività, i prodotti ed i servizi della Raffineria, siano conformi totalmente con le proprie Politiche/ Programmi ed Obiettivi ambientali, mediante il controllo e la sorveglianza di tutte le operazioni che hanno o possono avere un impatto sull'ambiente.

Il Sistema di Gestione Ambientale della Raffineria è documentato e copre vari aspetti:

- Politica ambientale;
- Analisi Ambientale Iniziale (*documento RAAI*);
- Manuale del Sistema di Gestione Ambientale (*documento M SGA*);
- Procedure Ambientali (*documento PA*);
- Identificazione dei possibili aspetti/effetti ambientali derivanti dalle

attività industriali del sito in condizioni normali, anomale e di emergenza, e la valutazione della loro significatività (*documento REGASP*);

- Piano di Miglioramento Ambientale (*documento PMA*), con i relativi Programmi ed Obiettivi;
- Identificazione dei requisiti legislativi ambientali applicabili alle attività di raffineria (*documento REGLEG*);
- Organizzazione della raffineria, descrivente i mezzi, le attività, le responsabilità che riguardano la prevenzione, il miglioramento e la protezione ambientale;
- Pianificazione e modalità di controllo operativo e delle attività di monitoraggio e sorveglianza ambientale (*documento PIANSOR*);
- Pianificazione e registrazione delle non conformità e delle eventuali azioni correttive/ preventive;
- Pianificazione e documentazione riguardante gli audit ambientali e la revisione periodica da parte della Direzione;

3. BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA

Nel presente capitolo sono descritti i bilanci di materia ed energia, relativi all'anno di riferimento (2005), per ognuna delle fasi del processo identificate nell'ambito della domanda, ovvero:

- Fase di Raffinazione;
- Fase di Gestione Utilities;
- Fase di Stoccaggio e Movimentazione;
- Fase di Trattamento Reflui;
- Fase di Gestione Rifiuti;
- Interscambi energia/materia della Raffineria.

3.1. Fase Raffinazione

La fase di raffinazione comprende i processi di raffinazione che hanno luogo presso lo stabilimento e tutte le attività accessorie a servizio del processo di raffinazione. Essa interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Stoccaggio e Movimentazione** – scambio materie prime, semilavorati e prodotti;
- **Fase Gestione Utilities** – ricevimento dei servizi di utilities prodotti (combustibili, elettricità, vapore, aria compressa, acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio, condense, gas tecnici, etc.);
- **Fase Trattamento Reflui** – invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di raffinazione) per il trattamento dei reflui mediante l'unità TE prima dello scarico complessivo dei reflui mediante il punto di scarico esistente;
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo, e avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di raffinazione).

Tabella 6 – Bilancio di materia ed energia fase di Raffinazione

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Grezzi: 3626000 t Semilavorati: 700000 t Additivi: 400 t Combustibili : 157591 t	Propano: 11375 t GPL: 60282 t Benzina aut.: 890638 t Kerosene: 102667 t Gasolio aut.: 1530325 t Gasolio risc.: 291522 t OC ATZ: 501030 t OC BTZ: 345525 t Bitumi: 375998 t Zolfo: 14752 t Altri: 110042 t Perdite : 22893 t
Utilities	Vapore MS : 811802 t Vapore LS : 154720 t Elettricità : 112737201 KWh Acqua Demi: 565676 mc Acqua industriale: 348607 mc Acqua raffreddamento: 54297305 mc Aria compressa: 24492452 mc	Vapore MS : 371791 t Vapore LS : 71719 t
Emissioni in atmosfera	Nessuno	SO ₂ : 3426 t Nox: 1302 t PST: 170 t CO: 133 t CO ₂ : 776347 t VOC: 287 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

N.B: Le emissioni in atmosfera, esclusi i VOC, sono comprensive anche della fase Gestione Utilities

3.2. Fase Gestione Utilities

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto della fase di raffinazione e comprende le seguenti unità, individuate in precedenza:

- Unità COGE di produzione vapore ed energia elettrica;
- Unità di distribuzione elettricità;
- Unità di produzione e distribuzione aria compressa;
- Unità di distribuzione fuel oil e fuel gas.

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche il prelievo e la distribuzione dell'acqua per lo stabilimento (acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio), il trattamento per la produzione di acqua demi, il sistema di trattamento condense recuperate ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

La fase di gestione utilities interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – fornitura di tutti i servizi di utilities prodotti nell'ambito di questa fase, principalmente combustibili, elettricità, vapore, aria compressa, acqua demi, acqua potabile, acqua di raffreddamento, acqua industriale, acqua antincendio, condense, gas tecnici;
- **Fase di Stoccaggio e Movimentazione** – fornitura di tutti i servizi di utilities;
- **Fase Trattamento Reflui** – fornitura di tutti i servizi di utilities ed invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di gestione utilities);
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo, e avvio a smaltimento/recupero dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di gestione utilities).

Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Utilities

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ finiti	Combustibili : 94140 t	
Utilities	Vapore MS : 253788 t Vapore LS : 156178 t Elettricità: 39475583 KWh Elettricità acquistata : 7440530 KWh Acqua Demi: 1037498 m3 Acqua industriale: 1804736 m3 Acqua raffreddamento:3170587 m3 Aria compressa: 3722574 kg	Vapore MS : 633620 t Vapore LS : 230619 t Elettricità a RTN:77997680 KWh Elettricità a raffineria(1) : 125714981 KWh Acqua potabile : 133613 m3 Acqua Demi:1603174 m3 Acqua industriale: 2259684 m3 Acqua raffreddamento:57467872 m3 Aria compressa:36167405 kg (1) comprese fasi di stoccaggio/movimentazione e trattamento reflui
Emissioni in atmosfera	Nessuno	<i>Compresi nelle emissioni della fase di Raffinazione</i>
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

3.3. Fase Stoccaggio e Movimentazione

La fase di stoccaggio e movimentazione comprende tutte attività di stoccaggio prodotti idrocarburici, semilavorati, materie prime e di altre sostanze necessarie al processo di raffinazione.

Inoltre risultano ricomprese in questa fase tutte le attività di movimentazione a supporto della raffineria, ovvero via terra (principalmente per i prodotti) e via nave (principalmente per le materie prime ed i semilavorati).

La fase di stoccaggio e movimentazione interagisce con le altre fasi individuate con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – garantisce la fornitura e la ricezione di materie prime, semilavorati e prodotti;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricevimento di tutti i servizi di utilities necessari al funzionamento;
- **Fase Trattamento Reflui** – invio, mediante il sistema fognario di raffineria, di tutti i reflui prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase stoccaggio e movimentazione);
- **Fase Gestione Rifiuti** – comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento (in particolare dalla fase di produzione stoccaggio e movimentazione).

Tabella 8 – Bilancio di materia ed energia fase di Stoccaggio e Movimentazione

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Grezzi: 3626000 t Semilavorati: 700000 t Additivi: 400 t	Propano: 11375 t GPL: 60282 t Benzina aut.: 890638 t Kerosene: 102667 t Gasolio aut.: 1530325 t Gasolio risc.: 291522 t OC ATZ: 501030 t OC BTZ: 345525 t Bitumi: 375998 t Zolfo: 14752 t Altri: 110042 t
Utilities	Vapore LS : 105035 t Vapore MS : 80510 t Elettricità: 9750098 KWh Acqua industriale: 91052 m3 Aria compressa: 6575388 m3	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	VOC: 103 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	<i>Compresi negli scarichi idrici della fase di Trattamento Reflui</i>
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase Gestione Rifiuti</i>

Si osservi che le informazioni quantitative relative allo stoccaggio sono descritte in dettaglio nella *scheda B.13 "Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi"* della domanda.

3.4. Fase Trattamento Reflui

La fase di trattamento reflui comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti nell'ambito dello stabilimento che i sistemi di trattamento dei reflui prima dello scarico complessivo dei reflui mediante il punto di scarico esistente.

La presente fase interagisce con le altre fasi individuate in precedenza con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase e delle utilities necessari al funzionamento;
- **Fase Stoccaggio e Movimentazione** – ricezione dei reflui prodotti nell'ambito della fase.

Tabella 9 – Bilancio di materia ed energia fase di Trattamento Reflui

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Reflui da trattare: 2404822 t	Reflui trattati: Da Biologico : 2303292 mc Da Chimico fisico : 101530 mc
Utilities	Vapore LS:4724 t Elettricità: 5210216 KWh Acqua industriale:15289 m3 Aria compressa:1376991 kg	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	VOC: 92 t
Scarichi idrici ed emissioni in acqua		COD:50,9 t BOD ₅ : 10,1 t HC: 0,45 t Ammoniaca: 0,63 t Azoto totale:10,8 t Azoto nitroso:0,2 t Fosfati:0,12 t Solidi sospesi: 19,1 t
Rifiuti	Nessuno	<i>Compresi nella fase gestione Rifiuti</i>

Si osservi che le informazioni quantitative relative alla produzione di rifiuti complessiva dello stabilimento sono descritte in dettaglio nelle *schede B.9 "Emissioni in acqua" e B.10 "Emissioni in acqua"* della domanda.

3.5. Fase Gestione Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende le attività di collettamento, deposito temporaneo e avvio a smaltimento dei rifiuti prodotti dallo stabilimento.

La presente fase interagisce con le altre fasi individuate in precedenza con le seguenti modalità:

- **Fase di Raffinazione** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase di Gestione Utilities** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase Stoccaggio e Movimentazione** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase;
- **Fase Trattamento reflui** – ricezione dei rifiuti prodotti nell’ambito della fase.

Tabella 10 – Bilancio di materia ed energia fase di Gestione Rifiuti

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Rifiuti a smaltimento/recupero: 5823 t	Rifiuti smaltiti/recuperati : 5823 t
Utilities	Nessuno	
Emissioni in atmosfera	Nessuno	
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Nessuno	
Rifiuti	Nessuno	

Si osservi che le informazioni quantitative relative alla produzione di rifiuti complessiva dello stabilimento sono descritte in dettaglio nella *scheda B.11 "Produzione di rifiuti"* della domanda.

3.6. Interscambi energia/materia della Raffineria

La raffineria nell'ambito del proprio funzionamento importa elettricità dalla rete di trasmissione nazionale di elettricità RTN, 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 11 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi

	IN (dalla raffineria)	OUT (verso la raffineria (1))
Rete RTN	Elettricità: 77997680 KWh	Elettricità: 7440530 KWh
Acquedotto Comune di Venezia		Acqua potabile: 133613 mc
Acquedotto C.U.A.I.		Acqua industriale: 2259684 mc

(1) Compreso movimentazione/stoccaggi trattamento reflui e autoconsumi del COGE

4. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

4.1. Quadro generale

Consumi di energia ed acqua

La raffineria è un impianto ad alta intensità energetica, che utilizza però principalmente combustibili prodotti internamente dai processi di raffinazione come gas combustibile (fuel gas) e combustibili liquidi (fuel oil).

I combustibili vengono utilizzati per alimentare i forni, le caldaie e la turbina a gas per la produzione di vapore ed elettricità. La produzione di vapore del COGE è integrata dalla produzione di vapore di varie caldaie a recupero presenti negli impianti di processo. L'energia elettrica prodotta dalla turbina a gas è integrata con quella prodotta da una turbina a vapore a contropressione.

La raffineria, pur essendo autonoma dal punto di vista della produzione di energia elettrica, è collegata alla rete di trasmissione nazionale RTN alla quale cede le eccedenze di energia prodotta e dalla quale viene alimentata in caso di fermata dei generatori per manutenzione.

La raffineria inoltre impiega rilevanti quantitativi di acqua per raffreddamento prelevata dal mare, mediante un'apposita presa a mare, e di acqua industriale prelevata dall'acquedotto C.U.A.I.

Emissioni in atmosfera

I forni degli impianti di processo e gli impianti di produzione di energia (elettricità e vapore tecnologico) sono le unità di una raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, Nox, CO₂, particolato, Sox. Tipicamente il 60% delle emissioni in atmosfera è originato dai processi di produzione energia. Anche le unità di recupero zolfo e le torce rappresentano una fonte emissiva.

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

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

Emissioni in acqua

Le acque di processo, il vapore e le acque di lavaggio che sono state in contatto con i fluidi di processo contengono, oltre ad idrocarburi, anche H₂S e NH₃. Analogamente le acque di raffreddamento, sebbene non siano in contatto con i fluidi di processo, possono contenere inquinanti in basse concentrazioni. Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive possono contenere idrocarburi presenti in superficie; esse devono quindi essere trattate prima dello scarico nei corpi idrici recettori.

Gli inquinanti presenti nelle acque di processo, derivano principalmente dalle sezioni di desalting, di distillazione, dalle unità di desolforazione e dalle varie unità ausiliarie della raffineria.

In particolare le unità di distillazione principali prevedono uno strippaggio in corrente di vapore con conseguente produzione di acque acide con significanti concentrazioni di ammoniaca, idrogeno solforato ed idrocarburi. Queste acque vengono sottoposte ad un preventivo trattamento di strippaggio prima di essere avviate all'impianto di trattamento acque reflue.

Le acque sono trattate in un impianto di trattamento reflui dedicato prima dello scarico finale nel corpo idrico recettore.

Produzione di rifiuti

La produzione di rifiuti dello stabilimento è principalmente costituita da fanghi da trattamento di depurazione delle acque, catalizzatori esausti, terreni contaminati, vari rifiuti oleosi e morchie, ceneri ed infine ridotti quantitativi di rifiuti solidi urbani ed assimilati.

In occasione delle attività di manutenzione e miglioramento delle strutture impiantistiche vengono inoltre prodotti rifiuti da demolizione e rottami metallici.

Inquinamento del suolo e della falda

La peculiarità dei processi di raffineria può essere fonte potenziale di inquinamento a carico della matrice suolo per accidentali sversamenti di prodotti contenenti idrocarburi. Tuttavia sono poste in essere particolari cautele quali il contenimento delle superfici pavimentate ed il collettamento delle stesse al sistema fognario, l'adozione di doppi fondi nei serbatoi di stoccaggio dei prodotti più leggeri (greggi, benzine, gasoli e MTBE) ed la verifica periodica del sistema di monitoraggio della falda mediante freatimetrie e campionamenti delle acque.

Altre problematiche ambientali

Odori e rumori possono costituire in alcune situazioni contingenti delle addizionali problematiche ambientali e per questo viene posta grande attenzione alla progettazione di controllo delle emissioni gassose ed al funzionamento della torcia, dei compressori, degli air cooler e delle turbine a gas e a vapore.

Un ulteriore elemento di possibile criticità potrebbe essere costituito dall'inquinamento luminoso notturno della fiaccola della torcia che tuttavia viene pressoché completamente contenuto mediante la minimizzazione dello scarico dei gas idrocarburi in torcia, grazie al sistema di recupero e ricompressione gas in rete.

4.2. Caratterizzazione quantitativa delle sostanze inquinanti emesse

Nella seguente tabella sono identificate le sostanze inquinanti³ che possono generarsi nelle singole fasi produttive nei vari comparti ambientali (emissioni in atmosfera, emissioni in acqua e produzione di rifiuti). Tale caratterizzazione descrive sia le caratteristiche in condizioni di funzionamento normale (ciclo continuo) che le variazioni qualitative di inquinanti che si possono avere in condizioni di funzionamento non standard, ovvero condizioni di avviamento e spegnimento, di upset ed emergenza e di manutenzione⁴.

Per la quantificazione delle emissioni delle sostanze descritte si faccia riferimento al capitolo precedente, che illustra il bilancio di massa per le singole fasi della raffineria.

Tabella 12 – Analisi inquinanti significativi per unità

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Forni di processo a Fuel Gas	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO e VOC			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO e VOC			Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Forni di processo a Fuel Oil	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC		Ceneri di caldaia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC			Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	

³ Per la quantificazione delle emissioni delle sostanze descritte si faccia riferimento al capitolo precedente *Bilancio di materia ed energia*, che illustra il bilancio di massa per le singole fasi della raffineria

⁴ Per una descrizione dettagliata delle condizioni di funzionamento delle singole unità si faccia riferimento al capitolo successivo

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità DP2 e DP3 (sezione atmosferica)	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, Sali clorurati, solfuri e solfati, carbonati, ossidi di ferro, sabbia da Desalter; Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS; le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting (DP2)
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown. Per la DP2 sono collettate al sistema di torcia fredda.
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
DP2 e DP3 (sezione vuoto)	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS; le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting (DP2)
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
HF1 e HF2	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS;
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
RC3	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti TSS, COD, H ₂ S, Cl, NH ₃ , Mercaptani, Benzene	Materiali di pulizia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
	Potenziale formazione di OCDD/PCDF e vapore d'acqua con tracce di HCl in fase di rigenerazione catalizzatore	Acqua sodica durante la rigenerazione; Potenziale presenza di OCDD/PCDF nei reflui		Rigenerazione catalizzatore	
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Le PSV sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	.
VB/TC	Emissioni da forno Emissioni di VOC	Acque reflue acide contenenti idrocarburi e composti solforati (probabilmente presenza di H ₂ S)		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS
		Acqua chiarificata da polverino di coke (decoking)	Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione delle unità di processo. Coke a seguito decoking colonna. Catalizzatore esausto inviato a recupero metalli e successivo smaltimento	Manutenzione	
Merox 2	Emissioni di VOC (fuggitive)			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
ISO	Emissioni di VOC (fuggitive)	Potenziali rilasci di HC nei reflui di lavaggi e soda esausta dal sistema di lavaggio		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Catalizzatori esausti e resine non rigenerabili; materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Caldaie a Fuel Gas e Fuel Oil	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC	Spurghi acqua di caldaia	Ceneri di caldaia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, Metalli e loro composti e VOC	Spurghi acqua di caldaia		Upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Turbina a gas	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, VOC			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Oli esausti, materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità 22	Emissioni di VOC (fuggitive)	Potenziale presenza di ammina esausta nei reflui dell'unità		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Al fine di massimizzare il recupero ed il riuso dell'ammina, le unità sono dotate di serbatoi di accumulo ammina
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
RZ1 e RZ2	Emissioni di SO ₂ , Nox, CO, H ₂ S. Potenziali emissioni fuggitive di H ₂ S e VOC	Reflui provenienti dal trattamento gas di coda	Eventuali sversamenti di zolfo solido durante le operazioni di carico.	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	I reflui sono inviati a trattamento presso le unità SWS
			Catalizzatori esausti. Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
SWS 1, SWS 2 e SWS 3	Gas acidi (H ₂ S, NH ₃) inviati per trattamento alle unità di recupero zolfo	Reflui contenenti COD, fenoli, NH ₃ e H ₂ S oltre i valori nominali previsti		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Si consideri che i gas acidi (H ₂ S, NH ₃) sono inviati per trattamento alle unità di recupero zolfo
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	

4 RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
TE	Emissioni di VOC (fuggitive), H ₂ S, NH ₃ , Mercaptani in alcune sezioni dell'impianto	Reflui dal trattamento eseguito presso le varie sezioni dell'unità	Fanghi da depurazione: - da <u>API</u> – fanghi contenenti fenoli, metalli e oli; - da <u>precipitatori</u> – fanghi contenenti coagulanti chimici e oli; - da <u>flottatori</u> – fanghi contenenti oli; - da <u>biologico</u> – fanghi contenenti metalli, solidi sospesi e oli; Carboni attivi esausti.	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
BD e Torce	Emissioni di Sox, Nox, PM, CO, tracce di H ₂ S e VOC non combustibili	Dreni di reflui contenenti HC		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	La torcia ha essenzialmente una funzione di organo di sicurezza per le operazioni di raffineria
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Stoccaggio	Emissioni di VOC			Normali	
	Emissioni di VOC		Morchie e fondami	Manutenzione	
Caricamento	Emissioni di VOC	Eventuali sversamenti di HC in fogna		Normali	
			Carboni attivi esausti. Materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
Sistema raffreddamento	Emissioni di VOC	Reflui contenenti HC		Upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	

5. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO

Le unità principali di raffineria operano con funzionamento continuo (24 ore al giorno, 7 giorni alla settimana) su base annuale.

Il funzionamento caratteristico, continuo, viene alternato con periodi di fermata che possono essere sia programmate che non programmate.

5.1. Descrizione fermate programmate

Le fermate programmate possono riguardare sia specifiche apparecchiature, porzioni di impianto, unità complete o gruppi di unità, ed in alcuni casi anche l'intera raffineria. Le fermate programmate possono avvenire per:

- manutenzione ordinaria;
- manutenzione e verifiche di legge;
- fermata generale di manutenzione;
- pianificazione produttiva.

Nella seguenti figure viene illustrato il piano di fermate per manutenzione previsto per il quadriennio 2006-2009 da parte della raffineria.

Figura 3: Diagramma temporale fermate anno 2006

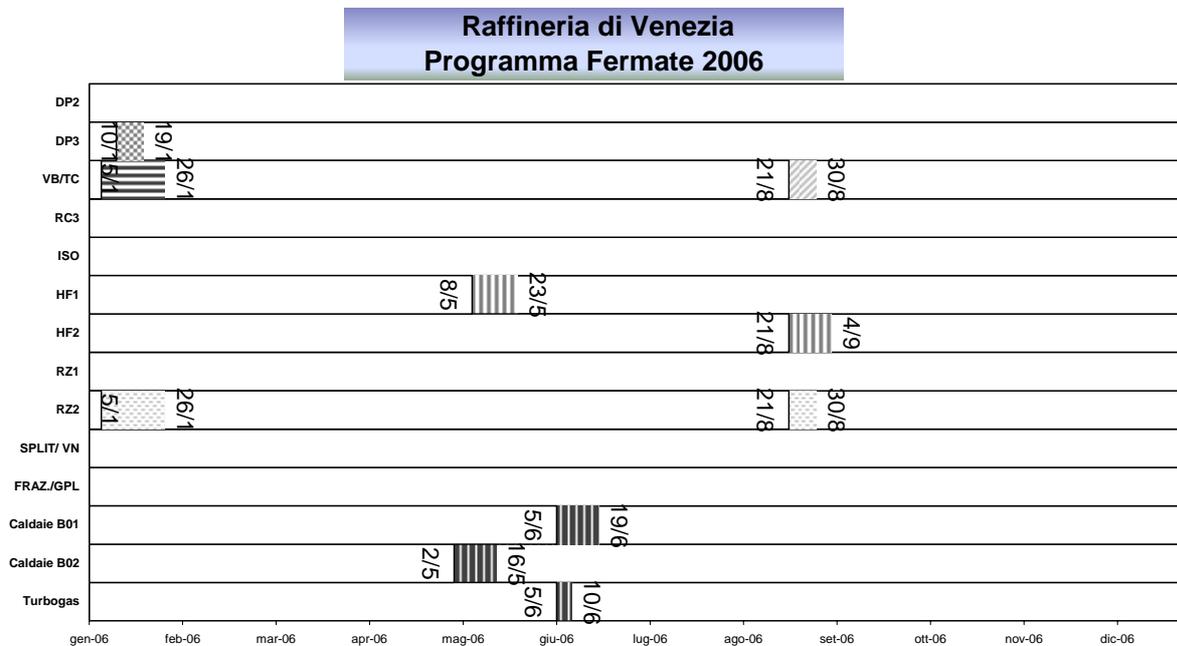


Figura 4: Diagramma temporale fermate anno 2007

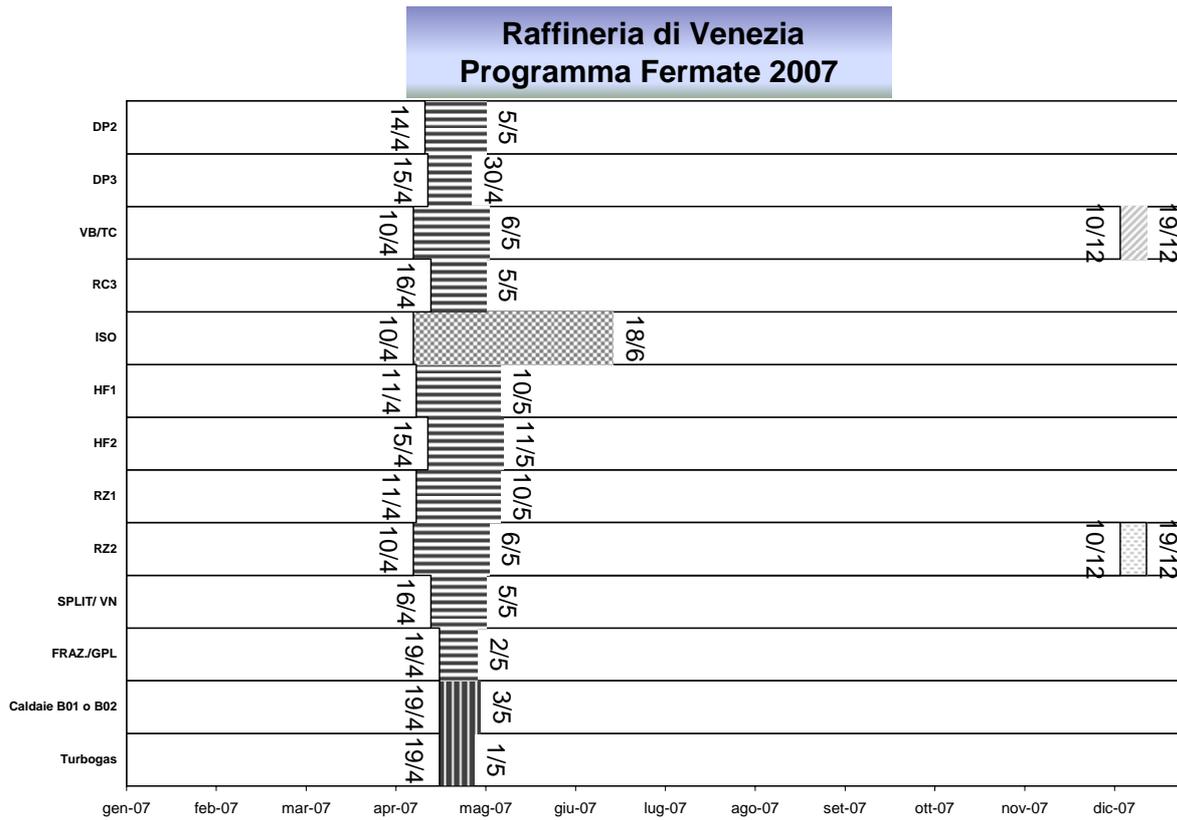


Figura 5: Diagramma temporale fermate anno 2008

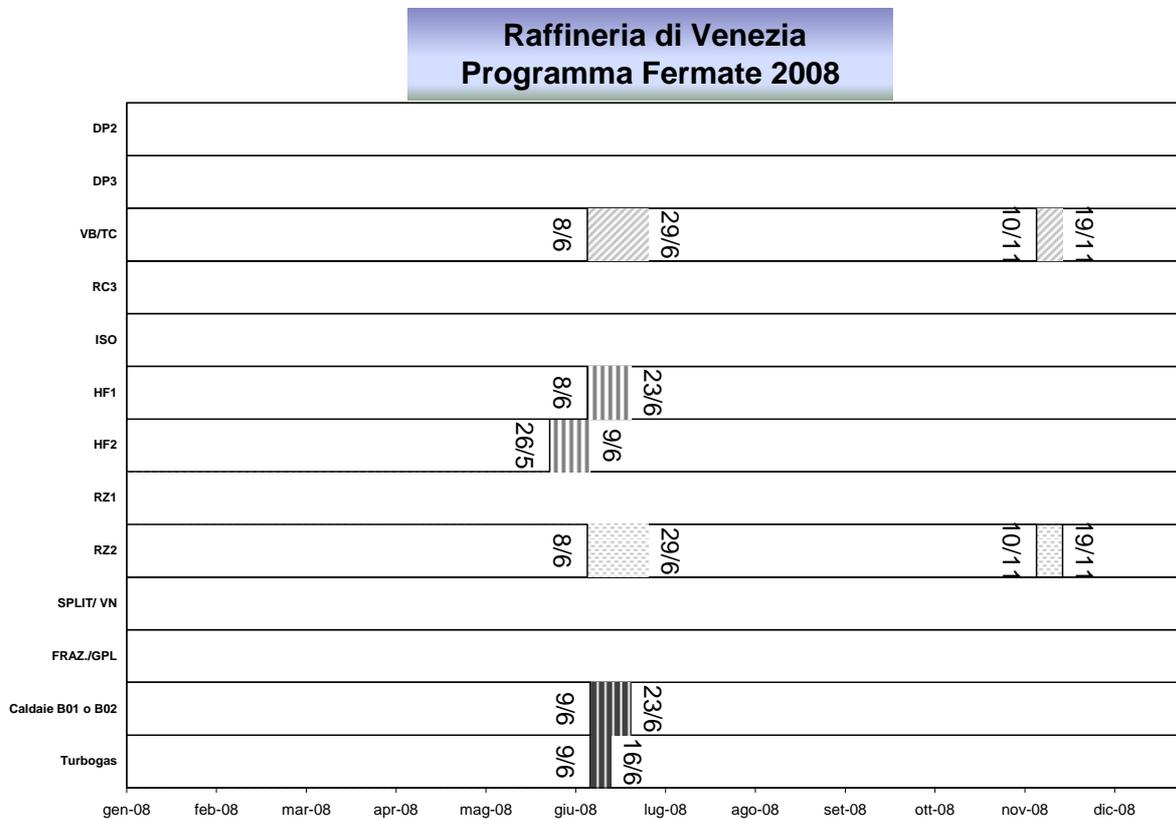
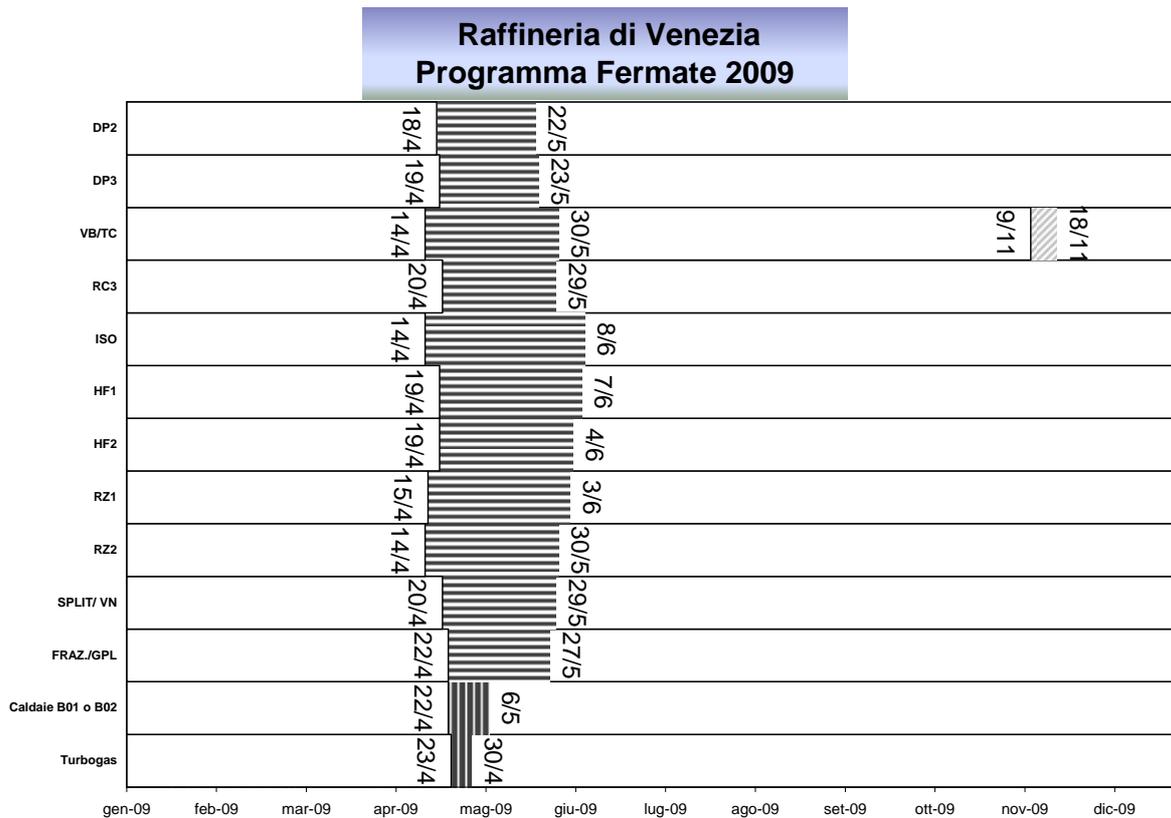


Figura 6: Diagramma temporale fermate anno 2009



Le attività previste durante le fasi di manutenzione dipendono dallo scopo della fermata e dalla tipologia di unità e sono definite da specifiche procedure ed istruzioni operative, che definiscono inoltre le modalità con cui fermare le varie apparecchiature in modo che le operazioni avvengano in condizioni di sicurezza e di controllo dell'eventuale impatto ambientale.

Per quanto riguarda le operazioni di fermata impianti si possono individuare due distinte tipologie:

- **fermata con impianti pronti per ripartenza** – ovvero lasciati in pressione e con i livelli di idrocarburi nelle varie apparecchiature, che accade in concomitanza con interventi di manutenzione su apparecchiature sezionabili rispetto al resto dell'unità e comunque per interventi che non richiedano l'ingresso in apparecchiature, non comportando significativi rilasci verso i circuiti chiusi di recupero (pump-out e blow-down);
- **fermata prolungata per interventi di notevole entità** – per riparazione e manutenzioni in corrispondenza di fermata generale della Raffineria e/o condizioni particolari, che comporta la depressurizzazione e lo svuotamento totale delle apparecchiature verso i circuiti chiusi di recupero pump-out (correnti liquidi) e/o blow-down (correnti gassose);

In generale le attività di manutenzione possono riguardare:

- pulizia forni e bruciatori;
- sostituzione catalizzatori;
- lavaggio scambiatori e linee;
- pulizia colonne;
- sostituzione di apparecchiature e componenti;
- Verifica funzionamento e taratura strumentazione;
- Verifica funzionamento delle sicurezze elementari delle macchine-apparecchiature;
- Verifica funzionamento dei sistemi di messa in sicurezza impianti.

oltre che eventuali attività di miglioramento delle unità.

Tipicamente le attività di manutenzione vengono affidate in subappalto a ditte esterne le quali sono tuttavia tenute al rispetto delle procedure di Raffineria di Venezia, in particolare per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza e di protezione ambientale. Ogni attività viene comunque supervisionata da uno specifico referente di commessa di Raffineria di Venezia, il quale si occupa di garantire che le attività vengano svolte nel rispetto delle procedure previste.

La Raffineria di Venezia, nell'ambito della propria politica ambientale prevede specifiche procedure per evitare:

- emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature;
- spandimento di idrocarburi sul terreno durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – oltre al collettamento mediante apposito circuito, generalmente le aree di impianto sono pavimentate, con opportune pendenze, al fine di convogliare gli spandimenti verso i

pozzetti del sistema fognario per il recapito al sistema di trattamento reflui;

- sversamento incontrollato di idrocarburi in fogna durante le operazioni di svuotamento delle apparecchiature – qualora presente è previsto il collettamento al sistema di pump-out della raffineria (che recapita in apposito serbatoio di slop) oppure il collettamento avviene mediante l'allestimento di circuiti dedicati o solamente nell'ultima fase è previsto il collettamento a fogna;
- emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig;
- emissioni acustiche incontrollate.

E' inoltre previsto:

- la gestione di eventuali scarichi gassosi di emergenza o sovrappressione da parte di varie apparecchiature mediante collettamento al circuito di blow down e successiva combustione mediante le torce di stabilimento;
- un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- classificazione e separazione dei rifiuti al fine di garantire, ove possibile, una raccolta differenziata degli stessi ed avviarli ad un idoneo smaltimento.

Infine alcune unità prevedono fermate specifiche per il ripristino dell'efficienza produttiva mediante la rimozione del coke formatosi sul catalizzatore o sui serpentini dei forni dell'unità (ad esempio la rigenerazione del catalizzatore dell'unità di Reforming e il decoking dei forni delle unità VBTC effettuato a freddo mediante la tecnologia con pig). La frequenza di esecuzione delle attività descritte è variabile:

Unità	ATTIVITA'	Durata	FREQUENZA
RC3	Rigen. Catalizzatore	6 giorni	Ogni 2 anni
ISOMERIZZAZIONE	Rigen. Catalizzatore	5 giorni	Ogni 2 anni
VB/TC	Decoking forni	4 giorni	Ogni 6 mesi

5.2. Descrizione caratteristiche avviamento e transitori

Nella seguente tabella sono descritte le caratteristiche di funzionamento e dei transitori (caratteristici di fermate per manutenzione programmata) delle principali unità di raffineria. Sono inoltre descritti gli aspetti ambientali che possono subire variazioni significative rispetto ai parametri ambientali in condizioni operative normali.

Tabella 13 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffineria

Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti ambientali significativi
Distillazione primaria 2 DP2	Continuo	3 giorni	4 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Distillazione primaria 3 DP3	Continuo	3 giorni	4 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Visbreaker/ Thermal Cracking-VB/TC	Continuo	3,5 giorni	7,5 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione 1 - HF1	Continuo	4 giorni	4 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Desolforazione 2 - HF2	Continuo	3 giorni	4 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Reforming 3 - RC3	Continuo	4 giorni	10 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Isomerizzazione ISO	Continuo	10 giorni	17 giorni	Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
Merox 2	Continuo	3 giorni	4 giorni	Possibili variazioni per scarichi alla torcia
COGE	Continuo	1 giorno	1 giorno	Caldie e turbine a gas: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, Nox, PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia

Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti significativi ambientali
Sezioni lavaggio amminico	Continuo	2 giorni	2 giorni	Possibili variazioni per scarichi alla torcia
SWS 1, SWS 2 e SWS 3	Continuo	2 giorni	2 giorni	Possibili variazioni per scarichi alla torcia
RZ1, RZ2 e HCR	Continuo	4 giorni	5 giorni	Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni SO ₂) e variazione dei consumi energetici specifici. Possibili variazioni per scarichi alla torcia
TE	Continuo	Non applicabile	Non applicabile	

5.3. Descrizione condizioni anomale

Oltre a fermate programmate, sinteticamente descritte in precedenza, il regime di funzionamento tipico delle operazioni di raffineria, continuo, può venir alterato in seguito a:

- Condizioni anomale e di emergenza;
- Fermate per manutenzione straordinaria;
- Marcia in assetto non standard per esigenze contingenti.

In tali eventi non è possibile definire a priori caratteristiche di funzionamento dato che queste dipendono dalle condizioni contingenti in cui le unità potrebbero trovarsi ad operare. Tuttavia anche nei casi sopra descritti, i potenziali impatti ambientali che possono derivare sono legati alle seguenti attività:

- interventi di manutenzione, messa in sicurezza e/o bonifica delle apparecchiature – gli aspetti ambientali rilevanti di tale situazione sono già descritti in precedenza;
- mancanza di alimentazione utilities/servizi ausiliari (energia elettrica, vapore, aria strumenti, acqua di raffreddamento) – la probabilità di accadimento è molto bassa data la diversificazione delle fonti energetiche di vapore ed elettricità e gli aspetti ambientali di tale situazione sono riconducibili al potenziale rilascio di idrocarburi verso la torcia, dovuta all'intervento delle valvole di sicurezza degli impianti;
- avviamento e fermata impianti.

In questo ambito va sottolineato che la Raffineria di Venezia ha promosso costanti sforzi organizzativi e gestionali per la prevenzione dei rischi di incidenti correlati alle proprie attività, raggiungendo rilevanti margini di sicurezza operativa.

Si sottolinea, comunque, che tali situazioni risultano disciplinate da specifiche procedure ed istruzioni operative, con particolare riferimento ai Manuali Operativi degli impianti, finalizzate a garantire che tutte le unità operino in condizioni di sicurezza e che permettano un adeguato controllo dell'eventuale impatto ambientale.

Tabella 14 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale

Codice Documento	Titolo	Rev. N°	Aggiornamento
Vari Per ogni impianto	Manuali Operativi di Impianto	-----	-----
Vari Per ogni impianto	Istruzioni Permanenti	-----	-----
Vari Per ogni impianto	Piani di Emergenza di Reparto	-----	Aprile 2006
PEI	Piano di Emergenza Interno	-----	Dicembre 2005
-----	Analisi dei pericoli e valutazione dei rischi di incidente rilevante.	-----	Ottobre 2005
PA 20	Gestione delle emergenze di Raffineria	ED 2 Rev. 3	07/03/06

5.4. Unità ausiliarie e minori

Vedi descrizione dettagliata delle unità

5.5. Sistema blow-down e torce

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

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

Tutti gli scarichi funzionali degli impianti (sia di tipo gassoso che liquido, compresi gli scarichi delle valvole di sicurezza delle sfere GPL e delle pensiline di carico) sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia"; tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop), mentre i gas incondensabili, in condizioni normali, vengono recuperati mediante l'ausilio di un compressore ad anello liquido e previo lavaggio con ammina inviati a rete fuel gas. In condizioni anomale per scarichi di sicurezza i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso la torcia di Raffineria. La presenza ed il funzionamento della torcia costituisce a tutti gli effetti un mezzo per la riduzione degli inquinanti: le reazioni di combustione sono tali da trasformare gli idrocarburi in anidride carbonica ed acqua e da convertire i limitati quantitativi di idrogeno solforato in ossidi di zolfo; il sistema è dimensionato in modo tale da consentire lo scarico contemporaneo e la combustione completa di tutti i vapori e gas provenienti dagli impianti di Raffineria per il caso considerato dimensionante.

La Raffineria è dotata di un sistema di Blow down-torcia descritto di seguito (per eventuali approfondimenti si rimanda ai rispettivi Manuali Operativi).

Il primo sistema raccoglie gli scarichi di sicurezza derivanti da tutte le unità

di processo ad eccezione dell'unità DP2.

Detti scarichi possono derivare da:

- scarichi dovuti ad errori di manovra;
- scarichi derivanti da emergenza;
- scarichi per bonifiche apparecchiature.

Sono considerate emergenze:

- mancanza d'energia alla singola unità o alla singola utenza;
- mancanza generale di energia;
- mancanza d'acqua di raffreddamento;
- mancanza aria strumenti;
- incendio.

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

Tale intervento consente di utilizzare un gas di scarto che altrimenti verrebbe bruciato in torcia; quindi consente un risparmio globale sui fuels bruciati nei forni e nelle caldaie concorrendo ad abbassare le perdite della raffineria ed in ultima analisi concorre inoltre a migliorare l'impatto ambientale. Il recupero di tale aliquota di gas fa sì che si bruci meno olio combustibile con una riduzione delle emissioni atmosferiche della raffineria.

La raffineria è inoltre dotata di un sistema di "torcia acida" a cui vengono convogliate le correnti gassose contenenti gas acido (idrogeno solforato), dagli impianti di processo, come spurghi intermittenti o per soprappressioni o per scarichi delle valvole di sicurezza.

Detti scarichi possono derivare da:

- Scarichi dovuti ad errori di manovra
- Scarichi derivanti da emergenza.

In merito alla rilevanza ambientale del sistema di blow-down e torcia, si osserva come le quantità di idrocarburi scaricate in torcia non siano quantificabili a priori perché dipendono dalla durata dell'emergenza. La documentazione di supporto (Manuali Operativi) disposta dalla Raffineria in tale ambito risulta, comunque, estremamente dettagliata ed in grado di determinare le caratteristiche dei flussi scaricati in torcia dagli impianti connessi a blow-down (portata, potere calorifico, composizione chimica), dimensionati in caso di mancanza di energia elettrica (condizione di progettazione).

Anche in condizioni anomale di processo, grazie al funzionamento del Sistema blow-down e della Torcia, risulta contenuta e relativamente sotto controllo l'emissione in atmosfera di sostanze tossiche e/o infiammabili, che si può pertanto circoscrivere solo in corrispondenza di eventi accidentali rilevanti. In particolare, la produzione dei maggiori quantitativi di SO₂ (da combustione di H₂S) è correlata a specifiche condizioni operative.

6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI

6.1. Analisi fermate non programmate

La raffineria è dotata di un sistema di controllo operativo, regolato da specifiche procedure, che prevede la registrazione di tutti gli eventi in cui avviene una fermata delle varie unità, la durata della fermata e la causa della fermata.

In particolare vengono registrate le fermate classificandole secondo le seguenti categorie:

- fermate per manutenzione programmata di Turnaround (MTA);
- altre fermate per manutenzione programmata sia dovuti all'unità, che indotti da altre unità;
- fermate di esercizio programmate sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate programmate per miglioramento unità a seguito progetti di investimento;
- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per programmazione operativa;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

Per valutare l'affidabilità delle unità vengono inoltre calcolati una serie di indicatori prestazionali⁵ (Service Factor, Reliability Factor e Operational Availability).

La seguente tabella riassume i dati rilevanti dei blocchi temporanei non programmati occorsi nell'ultimo anno, fornendo anche una descrizione di tali eventi. Con riferimento alla classificazione sopra descritta, sono riportati:

- fermate per upset tecnici sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per upset di esercizio sia dirette, che indotti da altre unità;
- fermate per altre cause di esercizio;
- fermate per altre cause esterne o per avverse condizioni meteo.

⁵ La definizione di tali indicatori prestazionali è fornita da Solomon Consultants, nell'ambito del proprio Survey Study cui la Raffineria di Venezia aderisce con cadenza bi-annuale.

Tabella 15 – Fermate non programmate per l'anno 2005 in ore

Unità	Upset tecnici	Upset esercizio	Cause esterne Meteo	Descrizione
Distillazione primaria 3 – DP3	24 h	0	0	L'impianto è stato fermato (1 giorno) per problemi a pompa fondo colonna vacuum
Isomerizzazione – ISO	24 h	0	0	L'impianto è stato fermato (1 giorno) per perdita da refrigerante ad acqua mare
RZ2	48 h	0	0	L'impianto è stato fermato per elevate perdite di carico nella condotta fumi
COGE-Turbina a vapore	444 h	0	0	Fermata la turbina a vapore per problemi a sistema di controllo
COGE-caldaia a fuoco diretto	36 h	0	0	Fermata la caldaia a fuoco diretto per problemi di tipo strumentale
COGE-caldaia a fuoco diretto	36 h	0	0	Fermata la caldaia a fuoco diretto per problemi di tipo strumentale
COGE	12 h	0	0	Fermata della turbina a vapore e delle caldaie. Fermati gli impianti della Raffineria per mancanza vapore

I tempi riportati nella tabella sono comprensivi delle attività di manutenzione necessarie per il ripristino del funzionamento.

6.2. Analisi della gestione dei malfunzionamenti

Come già descritto in precedenza la raffineria è dotata di un sistema di gestione per la sicurezza (SGS) e per l'ambiente (SGA). Nell'ambito dei sistemi sono formalizzate delle specifiche procedure per la registrazione e l'analisi di eventuali malfunzionamenti della raffineria che possono comportare delle ripercussioni sulla sicurezza degli operatori e/o impatti sull'ambiente. In particolare vanno considerate le procedure del SGS PS 05 "Gestione della comunicazione interna ed esterna", PS 19 "Gestione di segnalazioni di anomalie e azioni correttive" e del SGA: PA 05 "Gestione della comunicazione interna ed esterna", PA 23 "Gestione delle non conformità ambientali".

La raffineria, in base alla procedura di cui sopra, per ogni malfunzionamento significativo, svolge un'analisi del malfunzionamento al fine di indentificare eventuali azioni correttive.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi dei malfunzionamenti occorsi nel 2005.

Tabella 16 – Analisi malfunzionamenti significativi ed incidenti ambientali

Data	Impianto	Breve descrizione	Causa del disservizio	Effetto	Azioni immediate	Azione correttiva
04/06/2005	Terminale marittimo di San Leonardo	Perdita di greggio da foro su linea 14" zona PIG	Foratura linea	Fuoriuscita di petrolio grezzo con sporcamento del terreno	Eliminazione della perdita mediante isolamento e messa in sicurezza del sistema	Attività di messa in sicurezza e ripristino (notifica ai sensi art 17 c.2 D.Lgs22/97 e art 7 DM 471/99)
04/10/2005	Movimentazione Prodotti	Trafilamento di odorizzante per GPL	Perdita da accoppiamento flangiato del dosatore	Odore nella zona limitrofa	Eliminazione della perdita mediante isolamento e messa in sicurezza del sistema	Manutenzione generale del gruppo dosatore- Realizzazione di analisi Hazop- Studio per sostituzione impianto con altro di tecnologia più avanzata

7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

7.1. Unità Distillazione primaria 2 - DP2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1952

Capacità di trattamento: 2.800 t/giorno di greggio

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto DP2 esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi; quando viene alimentato con oli greggi particolari l'impianto è in grado di produrre bitume.

E' costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, predistillazione, distillazione atmosferica e distillazione a vuoto, oltre che dai forni di processo. Il desalter DS-4 è del tipo elettrostatico, monostadio. La carica, dopo preriscaldamento in apposito treno di scambiatori di calore, viene processata dal dissalatore e quindi viene inviata alla colonna di predistillazione T-1, asservita dal forno H1 che funge da ribollitore di fondo, in cui vengono frazionati i leggeri, inviati alla sezione di stabilizzazione della DP3, e il prodotto di fondo che viene inviato al forno H-2 e quindi alla colonna di frazionamento T-2. La colonna di frazionamento T2 separa di testa benzina e prevede 4 tagli laterali (Naphta, Kero, LGO e HGO) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (T-3 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato al forno H-3 e poi alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto T-4, caratterizzata da 2 tagli laterali (LVGO e HVGO) con le relative colonne di strippaggio con vapore T-5 A/B e T-6 A/B. Il residuo di vuoto viene utilizzato come bitume o come carica visbreaking a seconda delle marce dell'impianto. I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.2. Unità di Distillazione primaria 3 - DP3

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1966
Capacità di trattamento: 12000 t/giorno di greggio

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto DP3 esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi.

E' costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, preflash, distillazione atmosferica, distillazione sotto vuoto, stabilizzazione e splittaggio benzine.

Il desalter V-2 A/B è del tipo elettrostatico a 2 stadi.

La carica, dopo essersi preriscaldata in apposito treno a spese dei prodotti caldi, viene processata nella sezione di desalting e quindi, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, perviene alla colonna di preflash C55 che separa di testa uno stream di idrocarburi leggeri, inviati alla colonna di stabilizzazione C3N. Il prodotto di fondo, dopo ulteriore preriscaldamento in apposito treno, viene inviato al forno F-1 e quindi alla colonna atmosferica C-1.

Nella colonna C1 vengono separati i leggeri dalla testa, inviati alla sezione di stabilizzazione, 4 tagli laterali (Naphta, Kero, LGO e HGO) che vengono inviati alle colonne laterali di strippaggio con vapore (C-2 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto C-71 (flash vacuum), caratterizzata da 2 tagli laterali (LVGO e HVGO).

Il residuo di vuoto viene utilizzato come carica di alimento all'impianto visbreaking.

I distillati, dopo recuperi termici interni, vengono raffreddati e inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

E' stato recentemente completato un progetto di ottimizzazione energetica per il preriscaldamento dell'acqua demineralizzata in alimento ai degasatori dell'impianto COGE mediante raffreddamento di kero e gasolio dell'impianto DP3.

La sezione di stabilizzazione (colonna C-3N) riceve la carica dalla testa della colonna di preflash C55, dalla testa della colonna atmosferica C1 e dalla sezione di prefrazionamento dell'unità DP2 e separa, dal ricevitore di testa, fuel gas, che viene inviato, previa lavaggio con soluzione amminica, in rete gas, GPL, inviato alla sezione MEROX di trattamento e benzina stabilizzata come prodotto di fondo. Questa, unita a naphta già idrogenata da visbreaking, viene inviata alla colonna splitter (colonna C-4N) per separare la carica a Reforming RC3 e la carica all'Isomerizzazione ISO.

La sezione MEROX 2 GPL prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H2S (colonna assorbimento C-1, con relativa rigeneratrice) e una sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica per l'estrazione dei mercaptani che comprende una sezione di rigenerazione della soda.

A valle della sezione Merox GPL è prevista un'unità di frazionamento GPL (Splitter GPL) per la separazione dei C3 e C4 che tratta oltre che i GPL dell'unità DP3 anche GPL prodotto dalle altre unità di raffineria.

Principali interventi di modifica

1985 Inserimento sezione flash drum per by-pass parziale forno
1989 Revamping Vacuum
2006 Inserimento colonna Preflash ed implementazione di interventi di recupero termico

7.3. Unità Visbreaking/Thermal Cracking – VB/TC

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1982
Capacità di trattamento: 3.900 t/giorno di residuo

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Visbreaking - Thermal Cracking ha lo scopo di ottenere prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio) dal residuo proveniente dagli impianti di distillazione del petrolio grezzo ottenendo anche olio combustibile e bitume.

L'impianto è costituito principalmente da:

- Sezione Visbreaking (VB) comprendente il forno VB-F1A/B, il flash drum atmosferico VB-V1, la colonna di distillazione atmosferica VB-C1, la sezione di recontacting, la colonna di distillazione sotto vuoto (flash vacuum) VB-C4, la colonna di stripper per il kero VB-C2B, la colonna stripper per il gasolio VB-C2A, la colonna stripper per il gasolio pesante atmosferico VB-C3, che costituisce parte della carica alla sezione TC;
- Sezione Thermal Cracking, (TC) comprendente l'accumulatore polmone per la carica VB-V2, il forno VB-F2 A/B, il flash atmosferico VB-V33 e la colonna vuoto (flash vacuum) VB-C5;
- Sezione idrogenazione Benzine (IB) comprendente il forno IB-F1, i due reattori IB-R1 ed IB-R2, la colonna di stabilizzazione IB-C1, la colonna di de-etanizzazione gas liquefatto (GPL) IB-C3;
- Sezione Lavaggio Gas (LG) con soluzione amminica comprendente la colonna VB-C6 di lavaggio gas proveniente dalla testa colonna di distillazione sotto vuoto, la colonna di lavaggio gas LG-C2, la colonna di lavaggio GPL LG-C1, la colonna di lavaggio gas LG C4 e la colonna di rigenerazione della soluzione amminica esausta LG-C3;
- Sezione per lo strippaggio di tutte le acque provenienti dalle altre sezioni di impianto (SWS 1) comprendente una colonna di strippaggio SWS-C1 e le attrezzature ausiliarie.

Nell'impianto VB/TC della Raffineria tali operazioni danno luogo alla produzione di :

- gas incondensati che, dopo lavaggio amminico, confluiscono nella rete fuel gas di Raffineria (sezione LG);
- distillati leggeri che, dopo trattamento di idrogenazione e desolfurazione, vengono frazionati in gas incondensati, GPL e benzina (sezione IB);
- distillati medi leggeri (gasoli) che vengono impiegati come flussanti di residui o inviati a desolfurazione gasolio;
- distillati medi pesanti (gasoli pesanti) che, prodotti dalle colonne di frazionamento della sezione VB, costituiscono parte della carica alla sezione TC, dove sono sottoposti ad una ulteriore reazione di cracking termico. L'effluente forno viene separato tramite recipienti di flash in parti più leggere che sono inviate nuovamente alla colonna di frazionamento principale della sezione VB ed in parti più pesanti che vengono inviate ai serbatoi di olio combustibile;
- residuo Tar che viene inviato nei serbatoi di bitume oppure, dopo flussaggio con i distillati medi prodotti, nei serbatoi di olio combustibile;
- acque acide che, dopo un primo trattamento di decantazione per separare eventuali idrocarburi presenti, vengono inviate ad una colonna di strippaggio per la separazione dei prodotti gassosi (principalmente idrogeno solforato, ammoniaca) dall'acqua che confluisce all'impianto per il trattamento effluenti (sezione SWS).

Principali interventi di modifica

1989 Inserimento sezione di thermal cracking
2004 Revamping sezione thermal cracking

7.4. Unità Reforming Catalitico 3 - RC3

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1970

Capacità di trattamento: 1.800 t/giorno di benzina pesante

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Reforming Catalitico RC3 ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.

L'impianto è composto principalmente da

- sezione di desolforazione, comprendente il forno F-1, il reattore di desolforazione R-1, la colonna di strippaggio H₂S C-1 ed il reattore di "guardia zolfo" R-6N;
- sezione di reforming, comprendente lo scambiatore carica/effluente E-7N, i forni F-3AN, F-3A, F-3B, F-3CN ed i reattori R-3, R-4, R-4N e R-5N; quest'ultimo reattore è dotato di un sistema a rigenerazione continua (CCR) del catalizzatore mentre i restanti 3 reattori sono del tipo semirigenerativo;
- sezione di frazionamento, comprendente la colonna di de-etanizzazione C-3 e la colonna di stabilizzazione C-4; la colonna di assorbimento C-2 è attualmente utilizzata come semplice KO drum;
- sezione hot-oil, costituita da un circuito chiuso che comprende il forno F-2 ed i ribollitori ad hot-oil E-6, E-13, E-15;
- sezione di splittaggio della riformata che separa di testa uno stream di benzina leggera e consente di incrementare ulteriormente le caratteristiche ottaniche del prodotto di fondo rispetto alla riformata tal quale.

I forni F3-AN e F3-CN della sezione di reforming sono dotati di una caldaia a recupero per la produzione di vapore MP. I fumi provenienti dai restanti forni della sezione di reforming (F3-A ed F3-B) alimentano la caldaia a recupero B-1 dotata di post-combustione per la produzione di vapore MP.

La carica all'impianto viene preventivamente sottoposta ad un trattamento di desolforazione, al fine di evitare fenomeni di avvelenamento del catalizzatore della sezione di reforming, a base di Pt e Re.

La sezione di reforming produce H₂ puro all'85% vol circa, che viene utilizzato in tutti i processi catalitici di raffineria (Desolforazioni, Isomerizzazione), e benzina riformata, stabilizzata in una colonna de-etanizzatrice ed in una colonna di stabilizzazione ove di testa si separa il GPL.

Principali interventi di modifica

1989 Inserimento del 4° reattore di reforming con sistema di rigenerazione continua del catalizzatore e inserimento dello scambiatore carica/effluente E-7N PACKINOX ad alto rendimento

2002 Revamping impianto con incremento della quantità di catalizzatore della sezione semirigenerativa.

7.5. Unità Isomerizzazione ISO

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1968
Capacità di trattamento: 690 t/giorno di benzina leggera

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Isomerizzazione ha la funzione di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina leggera prodotta negli impianti di distillazione.

L'impianto comprende le seguenti sezioni:

- Sezione di desolforazione, che utilizza il forno A-10.1, il reattore A-6.1, la colonna di strippaggio dell'H₂S A-6.2;
- Sezione deisopentanizzazione che recupera di testa l'iso C5 alto ottanico dalla benzina desolforata. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato alla sezione di dearomatizzazione;
- Sezione di de-aromatizzazione, che utilizza i filtri molecolari C-6.2 A/B/C/D (per rimuovere le tracce di umidità dalla carica e dal gas di trattamento), il forno C-10.1 ed il reattore C-6.1;
- Sezione di isomerizzazione (e recupero HCl), che utilizza l'assorbitore HCl D-6.3 con il lavatore gas D-6.4 A/B, il reattore D-6.1, la colonna di strippaggio dell'HCl D-6.2, il lavatore sodico/H₂O D-9-4A/B sulla benzina isomerizzata.
- Sezione di prefrazionamento, che utilizza la colonna F-6.1 utilizzata come de-esanatrice a valle della sezione ISO, per incrementare il numero di ottano della benzina isomerizzata.

La carica all'impianto, dopo essersi miscelata con il gas di trattamento e preriscaldata mediante scambio termico con i prodotti caldi, viene alimentata al forno della sezione di desolforazione e quindi al reattore di desolforazione. A valle del reattore di desolforazione, il prodotto viene strippato dell'H₂S ed inviato alla sezione deisopentanizzatrice (per il recupero dell'iso C5). Il prodotto di fondo viene alimentato alla sezione deaoromatizzazione. I trattamenti di desolforazione e dearomatizzazione sono necessari in quanto il catalizzatore di isomerizzazione è molto sensibile all'avvelenamento per presenza di zolfo, H₂O e benzene nella carica.

La sezione di isomerizzazione è caratterizzata dalla presenza di un catalizzatore molto attivo e selettivo, molto sensibile alla presenza di eventuali impurezze presenti nella carica. Ciò implica la necessità di operare ad una concentrazione relativamente alta di HCl nel gas di riciclo, ottenuta con iniezione continua di percloroetilene.

L'acidità intrinseca dell'ambiente impone un essiccamento spinto di tutti i flussi in entrata, ottenuto mediante l'impiego di setacci molecolari.

Principali interventi di modifica

2004 Inserimento colonna deisopentanizzatrice

7.6. Unità Desolforazione1 - HF1

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1958

Capacità di trattamento: 2700 t/giorno di gasolio (2500 t/giorno di kerosene).

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HF1 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione \approx 33 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al Cobalto/Molibdeno e Nichel/Molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm.

L'impianto è composto principalmente da:

- Sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2);
- Sezione di stripping dell'H₂S comprendente la colonna di stripping C-101;
- Sezione di essiccamento del gasolio;
- Sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento ad alta pressione C-102 e la colonna di assorbimento a bassa pressione C-103.

L'alimento impianto, a valle delle pompe di carica, viene ripartito, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente.

La carica del ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-101 pervenendo in seguito al reattore R-151 e al reattore R-101N posti in serie. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 1 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da ricircolare; il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione.

La carica del ramo 2 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata nel forno F-102 pervenendo in seguito al reattore R-102. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione. Nel ricevitore di alta pressione del ramo 2 vengono liberati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico C-102 per il lavaggio del gas, ricco in idrogeno, da ricircolare, mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione.

Il gas dal separatore di bassa pressione, comune ai 2 rami, viene inviato alla colonna di lavaggio amminico C-103; il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di stripping H₂S C-101.

Il prodotto di fondo della colonna di stripping C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C-103 mentre il liquido (naphta) è inviato all'unità DP3.

Il prodotto di fondo della colonna di essiccamento costituisce il prodotto desolfato dell'impianto.

I gas dopo il trattamento di lavaggio amminico nella colonna C-103 vengono inviati in rete FG.

L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all'Unità 22 rigenerazione ammine.

Principali interventi di modifica

1985 Revamping con inserimento di un reattore di dewaxing (MDDW) con catalizzatore zeolitico in serie al reattore esistente e della colonna stripper a vapore.

1996 Revamping per aumento di capacità (10000 bbl/d) con sostituzione del reattore di desolforazione e del compressore per i gas di riciclo e di reintegro.

2001 Revamping con conversione reattore MDDW in HDS con reattore in serie.

2004 Revamping per aumento di capacità a 20000 BPSD e adeguamento impianto per riguardare le nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli

7.7. Unità Desolforazione 2 - HF2

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1972
Capacità di trattamento: 2880 t/giorno

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HF2 ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene estratto sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (pressione media di reazione \approx 65 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori al Cobalto/Molibdeno e Nichel/Molibdeno e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 10 ppm.

L'impianto è composto principalmente da:

- Sezione di reazione comprendente il forno B-101 ed il reattore D-102N;
- Sezione di strippaggio dell'H₂S comprendente la colonna di strippaggio E-101;
- Sezione di essiccamento del gasolio desolforato comprendente la colonna E-155;
- Sezione di lavaggio amminico dei gas comprendente la colonna di assorbimento di alta pressione E203N e la colonna di lavaggio dei gas di bassa pressione E-201;

La carica viene unita all'idrogeno di make-up (proveniente dal collettore) ed all'idrogeno di riciclo compressi da apposita sezione di compressione gas e quindi, dopo preriscaldamento in treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno B-101 pervenendo quindi al reattore D-102N. L'effluente reattore viene raffreddato (preriscaldando la carica al forno) e perviene quindi al ricevitore di alta pressione.

Nel ricevitore di alta pressione viene liberato il gas ricco di idrogeno da riciclare, previa rimozione dell'H₂S nella colonna di lavaggio E203N, mentre il liquido viene inviato al separatore di bassa pressione. I gas dal separatore di bassa pressione vengono inviati alla colonna di lavaggio amminico E-201 mentre il prodotto liquido viene inviato alla colonna di strippaggio H₂S E-101.

Da questa colonna si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio desolforato (inviato poi alla sezione di essiccamento sotto vuoto E 155) e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene raffreddata ed inviata in un ricevitore per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla sezione di lavaggio amminico E-201) e del liquido recuperato (naphta inviata all'unità DP3).

I gas dopo il lavaggio amminico nella colonna E-201 vengono inviati in rete gas.

L'ammina ricca (esausta) viene inviata a rigenerazione all' Unità 22 rigenerazione ammine.

Principali interventi di modifica

- 1982** Revamping di capacità a 14.000 bbl/d e inserimento stripper H₂S a vapore.
1989 Inserimento della sezione di trattamento acque acide SWS 2
1992 Eliminazione del quenching intermedio al reattore.
1996 Revamping di capacità a 18.000 bbl/d con sostituzione del forno e inserimento della sezione di essiccazione.
2003 Revamping per adeguamento impianto a nuove specifiche sul contenuto di zolfo nei gasoli

7.8. Unità 22 – Rigenerazione Ammine

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 2003
Capacità di trattamento: 73 t/h di ammina esausta

Descrizione processo e principali apparecchiature

La sezione di rigenerazione ammine Unità 22 è adibita alla rigenerazione della ammina esausta (ricca) proveniente dalle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

Le correnti di ammina esausta vengono alimentate all'accumulatore di carica V1 dove vengono omogeneizzate e dove vengono separati gli idrocarburi condensati e il gas eventualmente presenti.

La soluzione amminica viene quindi preriscaldata a spese del prodotto amminico rigenerato e quindi alimentata alla colonna di rigenerazione C1 che è riscaldata con vapore.

L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas degli impianti HF1 e HF2.

L'H₂S recuperato dalla testa colonna viene inviato alle unità di recupero zolfo RZ 1 e RZ2.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.9.

7.10. Splitter GPL

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1971

Capacità di trattamento: 170 t/giorno per la sezione deetanizzazione; 327 t/giorno per sezione splitting

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto tratta il GPL proveniente dalla sezione di desolforazione (Merox 2) del GPL dell'unità DP3 e il GPL prodotto dagli impianti RC3 e visbreaking.

L'impianto è costituito da una sezione di detanizzazione (colonna C1) e da una colonna di splittaggio del GPL in propano e butano.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi.

7.11. Unità Produzione vapore e energia elettrica COGE

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1993
Potenzialità: Si veda la descrizione dell'unità

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Cogenerazione (COGE) fa parte dei servizi ausiliari della Raffineria ed ha lo scopo di fornire il vapore e l'energia elettrica necessarie sia per il funzionamento degli impianti e degli off-sites, sia per la sicurezza delle attrezzature.

L'impianto è così strutturato:

- 1 caldaia a recupero da Turbogas e postcombustione da 125 t/h a 43 barg di cui 50 t/h 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 a 15°C;
- 1 turbina a vapore da 8,1 MW, ingresso 120 t/h con spillamento da 8 t/h a 24 barg per abbattimento NOx al 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 rimanenti utilizzi di processo.

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

Il vapore prodotto dalle caldaie viene inviato alla turbina a vapore per la produzione d'energia elettrica e utilizzato attraverso lo spillamento della stessa a 24 barg per abbattimento NOx, la derivazione a 14 barg e lo scarico a 4 barg come sopra descritti.

La produzione di energia elettrica dal turbogruppo a gas TG01, alimentato con gas residuo di raffineria, e dal turbogruppo a vapore TGV01 consente l'alimentazione di tutte le macchine elettriche di stabilimento e l'immissione in RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) della differenza tra l'energia prodotta dai turbogruppi e l'energia assorbita dalle macchine elettriche suddette.

Principali interventi di modifica

1993 Installazione nuova centrale di cogenerazione COGE

7.12. Unità Produzione acqua demineralizzata

Caratteristiche unità

Potenzialità: 240 mc/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di una unità di produzione di acqua demineralizzata per alimento caldaie a partire da acqua di superficie di provenienza fiume Sile.

La sezione si compone di n. 2 chiarificatori statici, di n. 3 filtri a sabbia, di n. 3 linee a scambio cationico-anionico con decarbonatore interposto e di n. 1 letto misto per polishing finale.

La sezione è completata da una unità di recupero condense opportunamente pretrattate da n. 1 filtro a resine oleofile e da n. 1 filtro a carbone attivo.

Principali interventi di modifica

1995: Revamping con potenziamento delle due linee di trattamento cationico- anionico

2005: installazione di una terza linea di trattamento cationico-anionico

7.13. Unità Raffreddamento macchine in circuito a torre**Caratteristiche unità**

Potenzialità acqua circolante : 700 mc/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di circuito di raffreddamento macchine costituito da n. 5 moduli a pacchi lamellari dotati di aircoolers.

La circolazione dell'acqua è garantita da n. 2 elettropompe e da n. 1 turbopompa.

L'acqua di make up, di provenienza fiume Sile, è di circa 20 mc/h.

L'acqua circolante viene sottoposta ad un trattamento antifouling ed antincrostante.

7.14. Unità Produzione e distribuzione aria compressa**Caratteristiche unità**

Potenzialità: 10000 kg/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

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.

L'aria compressa viene generata da un parco macchine costituito da n. 3 elettrocompressori centrifughi e da n. 1 turbocompressore centrifugo.

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

Principali interventi di modifica

2004: Ultimo intervento di installazione nuovo compressore

7.15. Unità distribuzione acqua di raffreddamento

Caratteristiche unità

Potenzialità: 10000 mc/h.

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria utilizza acqua mare come fluido di raffreddamento (once-through cooling) in scambiatori di calore.

L'acqua mare viene sollevata dall'opera di presa Lagunare da un parco macchine costituito da n. 4 elettropompe e da n. 2 turbopompe.

L'acqua mare viene sottoposta ad un trattamento biocida antifouling a base di biossido di cloro.

Nel sistema fluisce normalmente una portata di circa 7000 mc/h

7.16. Unità SWS 1, 2, 3**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1982 – 1989 - 2001
Capacità di trattamento: capacità complessiva 47 t/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di 3 unità di sour water stripper (SWS), denominati SWS 1, SWS 2 e SWS 3. Il SWS 1 (1982) tratta le acque acide provenienti dall'impianto Visbreaker/Thermal Cracking; gli impianti SWS 2 (1989) e l'impianto SWS3 (2001) trattano le acque acide provenienti dagli altri impianti di Raffineria.

Principali interventi di modifica

1989 Inserimento nuova sezione SWS 2
2001 Inserimento nuova sezione SWS 3

7.17. Unità Recupero zolfo RZ1, RZ2 e gas di coda HCR**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1972 (RZ1)
Capacità di trattamento: 82 t/d di zolfo

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria risulta dotata di 2 unità di recupero zolfo che convertono l'idrogeno solforato (H₂S) recuperato dalla testa delle colonne di rigenerazione ammina operative in Raffineria, in zolfo elementare secondo il processo Claus.

L'unità RZ1 è un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 37 t/d di zolfo. L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS.

Esso è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia D-301N;
- 2 reattori in serie D-302N e D-303N;
- ricevitore interrato F-304N;
- forno inceneritore B-301;
- serbatoio dello zolfo prodotto F-305N.

L'unità RZ2 un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 45 t/d di zolfo.

L'impianto è predisposto per la marcia con aria arricchita (OxyClaus). L'impianto è predisposto per ricevere i gas acidi da SWS.

Esso è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia F2/B2;
- 2 reattori in serie R-1 e R-2;
- ricevitore interrato S-1;
- forno inceneritore MS-1;
- serbatoio dello zolfo prodotto S-2.

I gas in uscita da entrambe le unità Claus RZ1 e RZ2 vengono collettati ed inviati all'unità HCR per un successivo trattamento (Tail gas treatment).

La sezione di trattamento dei gas di coda è progettata per rimuovere i composti dello zolfo residui contenuti nel gas di coda degli impianti Claus. Questo processo prevede la riduzione catalitica dell'SO₂ ad H₂S utilizzando H₂ come gas di riduzione. L'H₂S prodotto viene selettivamente recuperato nella sezione di lavaggio amminico (colonna assorbitrice E-502, l'ammina viene poi rigenerata presso la sezione LG dell'impianto VB o all'impianto Unità 22). L'H₂S così recuperato viene inviato nuovamente alle unità di recupero zolfo.

Il gas lavato nella colonna E-502 passa per un KO drum e viene inviato agli inceneritori esistenti degli impianti RZ1/2 dove le ultime tracce di H₂S vengono ossidate a SO₂ ed inviate al camino comune del forno B-101 dell'impianto HF2 e degli inceneritori stessi.

Principali interventi di modifica

1982 Inserimento dell'unità di recupero zolfo RZ2
1996 Revamping con sostituzione del forno, camera e bruciatore per aumento di capacità dell'unità RZ2 con sistema ad aria arricchita (OxyClaus)
1999 Inserimento della sezione HCR di trattamento dei gas di coda.
2003 Revamping per aumento di capacità dell'unità RZ1 con sistema ad aria arricchita (OxyClaus)

7.18. Unità Trattamento acque reflue (TE)

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1973

Capacità di trattamento: "Linea Biologico" (240 m³/h) e "Linea Chimico-fisico" (150 m³/h)

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria dispone di due linee distinte di trattamento reflui, denominate rispettivamente "Linea Biologico" e "Linea Chimico-fisico"

La Linea biologico, a cui sono inviate le acque di processo e condense di vapore non recuperate, il drenaggio di apparecchiature e serbatoi, le acque derivanti da desalinatori, gli scarichi igienico-sanitari 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;
- 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.

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.

Principali interventi di modifica

1995 Inserimento 2° chiarificatore secondario e inserimento nuova sezione di filtrazione (sabbia quarzifera e carboni attivi) sulla linea chimico-fisico

2004 Revamping sezione biologica (pre-denitrificazione, ampliamento sezione nitrificazione e filtrazione a sabbia). Convogliamento acque piovane e di processo della Zona Nord-est (parco serbatoi) a sezione chimico-fisica.

7.19. Torcia

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1960

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria possedeva fin dagli anni '60 una torcia idrocarburica che è stata sostituita nel 1970 con l'attuale torcia. Tutti gli scarichi funzionali degli impianti sono convogliati attraverso i collettori di blow-down al "Sistema Torcia"; tutta la rete è realizzata in pendenza per evitare ristagno di liquido. I collettori di raccolta confluiscono in appositi recipienti (knock-out drum) per la separazione ed il recupero di idrocarburi liquidi (slop), mentre i gas incondensabili, in condizioni normali, vengono recuperati mediante l'ausilio di un compressore ad anello liquido e previo lavaggio con ammina inviati a rete fuel gas. In condizioni anomale per scarichi di sicurezza i gas in surplus attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso la torcia di Raffineria. La fiaccola è dotata di sistema di bruciatori pilota a FG; viene inoltre iniettato vapore per controllare la fumosità della fiaccola. L'unità DP2 risulta asservita da una torcia fredda dedicata per il blowdown dell'impianto.

Principali interventi di modifica

1970 costruzione attuale torcia acida ed idrocarburica.
2004 Inserimento di guardia idraulica e sostituzione terminali torcia acida e idrocarburica
2005 Inserimento di una sezione di recupero gas con compressori GARO.