



AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE
ALLEGATO C BIS 6: RELAZIONE
TECNICA DEI NUOVI PROCESSI
PRODUTTIVI

RAFFINERIA ENI R&M DI SANNAZZARO DE' BURGONDI (PV)

INDICE

1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA.....	5
1.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL CICLO DI LAVORAZIONE	5
1.2 NUOVI IMPIANTI	7
1.3 DESCRIZIONE STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME E PRODOTTI.....	8
1.4 DESCRIZIONE SERVIZI AUSILIARI	10
1.5 SUDDIVISIONE IN FASI DEL PROCESSO.....	12
1.6 DESCRIZIONE SINTETICA DELLE UNITÀ DI RAFFINERIA	17
1.7 EVOLUZIONE STORICA DELLA RAFFINERIA	23
1.8 ATTIVITÀ DI SMANTELLAMENTO/ DECOMMISSIONING.....	29
1.9 MODALITÀ DI CONTROLLO DEL PROCESSO E SISTEMI DI SICUREZZA.....	29
1.10 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE.....	30
1.11 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE DELLA SICUREZZA	31
2. VARIAZIONE DEL BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA	32
2.1 INTERSCAMBI ENERGIA/MATERIA DELLA RAFFINERIA	34
3. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE	35
3.1 QUADRO GENERALE.....	35
3.2 CARATTERIZZAZIONE QUANTITATIVA DELLE SOSTANZE INQUINANTI EMESSE	39
4. DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO	45
4.1 DESCRIZIONE FERMATE PROGRAMMATE	45
4.2 DESCRIZIONE CARATTERISTICHE AVVIAMENTO E TRANSITORI	48
4.3 DESCRIZIONE CONDIZIONI ANOMALE	50
5. UNITÀ AUSILIARIE E MINORI	52
5.1 SISTEMA BLOW-DOWN E TORCE.....	52
5.2 NUOVO SISTEMA DI BLOWDOWN E TORCE.....	53
6. ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI ED INCIDENTI AMBIENTALI.....	55
6.1 ANALISI FERMATE NON PROGRAMMATE	55
6.2 ANALISI DELLA GESTIONE DEI MALFUNZIONAMENTI.....	57
7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ.....	58
7.1 UNITÀ TOPPING 1 – UNITÀ 53 E VACUUM – UNITÀ 57	58
7.2 UNITÀ TOPPING 2 – UNITÀ 10.....	60
7.3 UNITÀ VISBREAKING – UNITÀ 11.....	61
7.4 UNITÀ HYDROCRACKING – UNITÀ 23.....	62
7.5 UNITÀ FCC – UNITÀ 58/59/59S	63
7.6 UNITÀ DI DESOLFORAZIONE BENZINE NAPHTA HYDROBON – UNITÀ 12	65
7.7 UNITÀ DI DESOLFORAZIONE BENZINE CD-TECH – UNITÀ 29	66
7.8 UNITÀ DI DESOLFORAZIONE BENZINE BTL – UNITÀ 70	67
7.9 UNITÀ REFORMING CATALITICO RC2 E SPLITTER RIFORMATA E DEISO PENTANIZZATRICE – UNITÀ 51 E 27	68
7.10 UNITÀ REFORMING CATALITICO RC3 – UNITÀ 13.....	70
7.11 UNITÀ DI ISOMERIZZAZIONE HYDROISO – UNITÀ 65	72
7.12 UNITÀ DI ISOMERIZZAZIONE TIP E PSA 1- UNITÀ 50	73
7.13 UNITÀ DI ESTRAZIONE SOLVENTI ISOSIV – UNITÀ 54	74

7.14	UNITÀ MTBE – UNITÀ 68	75
7.15	UNITÀ ALCHILAZIONE – UNITÀ 55	76
7.16	UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLI HDS 1 – UNITÀ 66	78
7.17	UNITÀ DI DESOLFORAZIONE GASOLI HDS 2 – UNITÀ 18	79
7.18	UNITÀ DI DESOLFORAZIONE KEROSENE HDS3 – UNITÀ 52	80
7.19	UNITÀ MEROX, MERICHEN E MINALK – UNITÀ 60, 61, 62, 63, 39, 69.....	81
7.20	UNITÀ FRAZIONAMENTO GAS SATURI 1 – UNITÀ 64	82
7.21	UNITÀ FRAZIONAMENTO GAS SATURI 2 – UNITÀ 15	83
7.22	UNITÀ LAVAGGI AMMINICI DES GAS 1, 2, 3 – UNITÀ 56, 16 E 26.....	84
7.23	UNITÀ DI PRODUZIONE DI IDROGENO E PURIFICAZIONE IDROGENO – UNITÀ 25	85
7.24	UNITÀ SPLITTER RIFORMATA E DEISOPEANTANIZZATRICE – UNITÀ 27.....	86
7.25	UNITÀ RECUPERO ZOLFO ZOLFO 2, ZOLFO 3 E SCOT – UNITÀ 17, 77 E 77S	87
7.26	SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO	89
7.27	CENTRALE TERMOELETTRICA – UNITÀ 80	90
7.28	IMPIANTO DI GASSIFICAZIONE – UNITÀ 30, 31, 33 E 37.....	92
7.29	STOCCAGGIO E MOVIMENTAZIONE PRODOTTI E SEMILAVORATI	94
7.30	UNITÀ DI TRATTAMENTO ACQUE ACIDE SWS 2 E SWS 3 – UNITÀ 71 E 78.....	95
7.31	UNITÀ DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE – UNITÀ 76 E API	96
7.32	GESTIONE DEI RIFIUTI	101
7.33	SISTEMA DI TORCIA	102
7.34	PRODUZIONE ARIA COMPRESSA	103
7.35	IMPIANTO DI DEMINERALIZZAZIONE – UNITÀ 84.....	104
7.36	UNITÀ TRATTAMENTO ACQUE DI FALDA – UNITÀ TAF	105
7.37	NUOVA UNITÀ DEASPHALTING	106
7.38	NUOVA UNITÀ HYDROCRACKING (HDC2)	108
7.39	NUOVA UNITÀ CLAUS (SRU 4)	110
7.40	NUOVA UNITÀ DI LAVAGGIO AMMINICO (DESGAS 4)	111
7.41	NUOVA UNITÀ SOUR WATER STRIPPER (SWS 4).....	112
7.42	NUOVE TORRI DI RAFFREDDAMENTO	113
7.43	NUOVA TORCIA.....	114

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Unità di Raffinazione	19
Tabella 2– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria.....	22
Tabella 3– Interventi di Modifica e/o di Adeguamento agli Impianti di Raffineria.....	25
Tabella 4 – Piani di smantellamento	29
Tabella 5 – Δ (Bilancio di materia ed energia) determinato dalla realizzazione dei nuovi impianti.	32
Tabella 6 – Cariche processate e consumi specifici per l'anno di riferimento	33
Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi	34
Tabella 8 – Analisi inquinanti significativi per unità.....	39
Tabella 9 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffinaria	48
Tabella 10 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale.....	51
Tabella 11 – Fermate non programmate per l'anno 2004 in ore	56
Tabella 12 - Caratteristiche acque in ingresso all'impianto di depurazione nell'anno di riferimento	98
Tabella 13 - Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Chimico-Fisica dell'impianto di trattamento.....	99
Tabella 14 - Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Biologica dell'impianto di trattamento	100

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1: Schema a blocchi del ciclo di Raffineria	18
Figura 4-1 – Diagramma temporale fermate 2007	45
Figura 7-1 - Schema a blocchi dell’impianto TAE	97

1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA

1.1 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 Raffineria ha una capacità produttiva autorizzata di 10 milioni di tonnellate/anno di prodotti petroliferi, ed è posizionata nell'area sud occidentale della Pianura Padana, alla confluenza dei fiumi Po e Ticino, e dista circa 16 km da Pavia. Collocata lungo la direttrice dell'oleodotto dell'Europa Centrale per il trasporto del greggio da Genova sino alla Svizzera, e in ottima posizione strategica per la distribuzione di prodotti finiti nell'area più industrializzata d'Italia, la Raffineria di Sannazzaro è uno degli Stabilimenti più importanti di proprietà di Eni R&M.

Le principali produzioni sono le seguenti:

- GPL per usi commerciali e per autotrazione;
- propilene per industria petrolchimica;
- benzina per autotrazione;
- kerosene per aviazione;
- gasolio per riscaldamento ed autotrazione;
- olio combustibile per centrali elettriche;
- bitume e tar da visbreaker;
- syngas.

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 Atmosferica (Topping 1 e 2);
- un'unità di Distillazione sotto Vuoto (Vacuum).

I semilavorati prodotti dalle unità di distillazione rappresentano le cariche per le unità di conversione della Raffineria.

In particolare i residui atmosferici prodotti dalla lavorazione di particolari greggi dolci paraffinici ed i distillati pesanti recuperati dalla lavorazione al Vacuum dei greggi a basso zolfo vengono alimentati all'unità di Cracking Catalitico a letto Fluidico (FCC). Esso opera in modo da produrre una rottura (cracking) delle molecole d'idrocarburi pesanti, in presenza del catalizzatore mantenuto in fase fluida (Fluid Catalytic Cracking), massimizzando i distillati. L'unità è dotata di una sezione per il frazionamento dei prodotti di reazione (Gas Concentration) che si articola in colonna di frazionamento principale, compressione ed assorbimento dei gas, stabilizzazione e splittaggio delle benzine, frazionamento dei GPL con produzione di

propilene, propano, frazioni di butani e di buteni.

Questi ultimi vengono alimentati in carica alle unità MTBE ed Alchilazione, nei quali i buteni disponibili vengono pressoché integralmente convertiti in componenti alto ottanici non aromatici, pregiati per il blending delle benzine finite. L'unità MTBE effettua il processo di sintesi tra il metanolo e l'isobutilene. Nell'unità Alchilazione si completa la conversione a benzina dei butani in presenza d'acido fluoridrico in qualità di catalizzatore.

I Gas esausti (caldi) provenienti dal rigeneratore dell'unità FCC, vengono sottoposti ad un trattamento di rimozione polveri, mediante cicloni a quattro stadi e quindi fatti espandere in un turboexpander per produrre potenza meccanica. I fumi vengono quindi convogliati in una caldaia a recupero con post combustione (CO-Boiler) per sfruttare il calore latente dei fumi per la produzione di vapore ad alta pressione da immettere nella rete di Raffineria. Proseguono in un elettrofiltro e infine in un Impianto di Desolforazione fumi di combustione (Belco), che abbatta i composti solforati contenuti grazie ad un trattamento rigenerativo della soluzione di captazione.

La raffineria è dotata di ulteriori unità di conversione dei prodotti di distillazione grazie ad un'unità di Visbreaker che permette la separazione di gas, benzina, gasolio, distillato pesante ed olio combustibile previa alimentazione mediante prodotto di fondo del Vacuum.

I distillati pesanti da Vacuum, ad alto tenore di zolfo, e Visbreaker vanno in carica all'unità Hydrocracker (HDC), che consente la conversione a Benzina, Kero e Gasolio, mentre il prodotto di fondo idrogenato è anch'esso alimentato all'unità FCC. Al servizio dell'impianto Hydrocracker è l'unità di produzione d'Idrogeno in grado di produrre idrogeno ad alta purezza, da una miscela di fuel gas e GPL, eventualmente integrata con gas naturale dalla rete di distribuzione.

La raffineria opera inoltre le seguenti unità produttive:

- due unità di reforming catalitico, RC2 e RC3, sono finalizzati ad aumentare il numero di ottano del taglio pesante della benzina proveniente dai Topping, convertendo le paraffine e i nafteni in isoparaffine ed aromatici;
- un'unità di isomerizzazione catalitica (TIP), permette di convertire gli idrocarburi leggeri a catena lineare in isomeri a catena ramificata, a cui è associata l'unità IsoSiv che è l'unità di separazione degli esani normali dagli isomerati
- unità di desolforazione catalitica garantiscono di rimuovere) i composti solforati dai prodotti (benzine, gasoli e kerosene; nel dettaglio gli impianti di desolforazione catalitica sono:
 - ↑ unità Nafta Hydrobon, atto a desolforare una miscela costituita da benzina leggera, pesante e GPL;
 - ↑ unità di desolforazione CDTECH delle benzine provenienti dall'unità FCC e garantisce il rispetto delle specifiche di legge sul contenuto massimo di zolfo nelle benzine;
 - ↑ unità di desolforazione PRT per l'eliminazione dello zolfo nella benzina pesante;
 - ↑ unità HDS1 e HDS2, atte a desolforare gasolio;
 - ↑ unità HDS3, atta a desolforare kerosene;
- unità di alchilazione per la produzione di benzina ad alto numero di ottano;
- unità Merox GPL, che, caricato con il GPL proveniente dal Topping (GPL saturo)

o dal Cracking catalitico (GPL insaturo), effettua il lavaggio del GPL in controcorrente in una colonna con ammina, per l'assorbimento dell'idrogeno solforato, ed il successivo trattamento con soda caustica per estrarne i mercaptani (composti solforati);

- un'unità Merox Minalk, che, caricato con la benzina proveniente dal Cracking catalitico, provvede alla rimozione dei mercaptani qualora ne rimanessero tracce dall'unità CD-TECH;
- tre unità di desolforazione fuel gas, per l'eliminazione dell'idrogeno solforato dal fuel gas di Raffineria;
- due unità di frazionamento del GPL, denominate Gas saturi 1 e 2, che frazionano il GPL desolforato per ottenere sia prodotti finiti (propano, butano e miscela) sia semilavorati per ulteriori lavorazioni (isobutano);
- due unità Sour Water Stripper, che effettuano lo strippaggio dell'idrogeno solforato e dell'ammoniaca dalle acque acide di raffineria;
- due impianti di recupero zolfo con una sezione Scot, che trattano i gas contenenti idrogeno solforato e ammoniaca provenienti dal lavaggio gas e SWS;
- 3 linee di collettori di blow-down, che convogliano i gas/liquidi residui a combustione presso 2 torce idrocarburiche (accoppiate ad altrettante torcette acide), asservite rispettivamente alle unità dell'Isola 13 (torcia "nuova") e alle restanti unità di Raffineria (torcia "vecchia")
- un impianto di Gassificazione idrocarburi pesanti ubicato in SOI OVEST, la cui finalità è quella di convertire il residuo pesante proveniente dall'unità Visbreaker in un gas di sintesi pulito, costituito prevalentemente da idrogeno e monossido di carbonio, che consente di ottenere energia elettrica attraverso una centrale turbogas dedicata (esterna alla raffineria). Nei reattori di gassificazione si realizza infatti l'ossidazione parziale, non catalitica, degli idrocarburi pesanti in presenza di ossigeno e vapore. Il calore del gas di sintesi è recuperato in una speciale caldaia che permette la produzione di vapore ad alta pressione. Una serie di unità di trattamento permette poi la pulizia del gas dagli incombusti e dagli inquinanti, quali azoto e zolfo. Un'unità dedicata permette inoltre la rimozione di una parte dell'idrogeno contenuto nel gas di sintesi per usi interni alla raffineria. I prodotti principali in uscita sono idrogeno ad alta purezza, inviato alla rete di raffineria, ed il gas di sintesi che alimenta invece una turbina a gas della centrale EniPower, adiacente alla raffineria.

1.2 Nuovi impianti

Ad integrazione del ciclo di Raffinazione, la Raffineria prevede la realizzazione di una nuova unità di Deasphalting e Hydrocracking con le proprie unità ausiliarie, costituite dagli impianti Claus, lavaggio amminico, Sour Water Stripper, Torri di raffreddamento, sistema torcia e nuovi serbatoi per lo stoccaggio di benzine e bitume.

La presente integrazione si inquadra nell'ambito delle realizzazioni necessarie ad adeguare le produzioni di raffineria alle disposizioni della Comunità Europea (Direttive 98/70/CE e 2003/17/CE), recepite nell'ordinamento nazionale con DPCM 434 del 23 novembre 2000, con DPCM 29/2002 e con Legge 31/10/2003 n. 306, che impongono a partire dal gennaio 2009 una ulteriore diminuzione della concentrazione di zolfo nelle benzine e nei gasoli fino a 10 ppm rispetto alla concentrazione oggi ammessa di 50 ppm.

Pertanto tali impianti permettono di anticipare le prescrizioni che entrano in vigore a partire dal 2009, con conseguente miglioramento della qualità dei combustibili immessi nel mercato e delle emissioni derivanti dai mezzi che ne fanno uso.

L'impianto Deasphalting (SDA) ha lo scopo di estrarre dal prodotto di fondo dell'unità Visbreaker di raffineria, destinato in parte alla produzione di olio combustibile ed in parte a gassificazione, un taglio più pregiato costituito da distillati pesanti, che costituiscono una alimentazione ideale da inviare in carica agli impianti di conversione per la successiva produzione di gasoli e benzine. In tal modo viene notevolmente ridotta la quantità del prodotto di fondo e quindi di olio combustibile prodotto dalla raffineria.

L'impianto Hydrocracker (HDC2) è a sua volta alimentato con distillati pesanti, che sono convertiti in gasoli pregiati ad altissima qualità (ovvero a basso contenuto di aromatici e contenuto di zolfo inferiore a 10 ppm).

La realizzazione di questi nuovi impianti comportano la necessità di installare anche nuove unità ausiliarie.

Al fine di rimuovere H₂S contenuti nei prodotti derivanti dalla nuova unità Hydrocracker HDC2, è prevista l'installazione di una unità di lavaggio amminico (DESGAS 4).

La nuova unità di strippaggio acque acide (SWS 4) assicura la rimozione di H₂S, di NH₃ e di altre impurità dalle correnti di acque acide provenienti dal nuovo impianto Isocracker. Il gas acido è poi inviato alla nuova unità recupero zolfo (SRU 4), che riceve anche i gas provenienti dall'impianto DESGAS 4.

L'unità Hydrocracking e le unità ancillari SWS4 e Desgas4 comportano l'installazione di nuovi refrigeranti ad acqua a circuito chiuso.

Infine data la rilevanza degli scarichi in condizioni di emergenza derivanti principalmente dalla nuova unità Hydrocracker HDC2, si rende necessaria la costruzione di un sistema di nuovi collettori di blow-down, k.o. e torcia dedicati.

Per una descrizione delle nuove unità si rimanda ai corrispondenti paragrafi del capitolo 7.

1.3 Descrizione Stoccaggio e Movimentazione materie prime e prodotti

La Raffineria riceve il greggio attraverso:

- 2 oleodotti, da 26 e 32 pollici di diametro, che partono direttamente dalla Darsena Petroli di GENOVA-MULTEDO (dove attraccano le superpetroliere) e, con un percorso rispettivamente di 83 e 90 km, arrivano al deposito PRAOIL di Ferrera, che risulta collegato alla raffineria;
- i pozzi petroliferi di Trecate (per l'estrazione di greggio nazionale - Villafortuna), di proprietà Agip S.p.A., attraverso un oleodotto del diametro di 16 pollici e della lunghezza di 43 km.

Dal deposito PRAOIL, 2 oleodotti da 22 pollici di diametro trasferiscono il greggio in Raffineria.

L'invio di grezzo alla Raffineria è gestito dal personale del deposito PRAOIL, in coordinamento con i responsabili della Raffineria.

La Raffineria riceve inoltre le seguenti materie prime:

- additivi, tramite autobotti;

- ESAR/DPV (estratti aromatici/distillato pesante da Vacuum) tramite ferrocisterne;
- acido fluoridrico, tramite ferrocisterna;
- metanolo (tramite autobotti e ferrocisterne);
- soluzioni di acidi, basi ed altri chemicals, tramite autobotti o, nel caso di prodotti in fusti, mediante furgoni ed autocarri;
- ammoniaca (tramite autobotti).

Per lo stoccaggio dei prodotti finiti e semilavorati, la Raffineria è dotata di un parco di 167 serbatoi avente un volume complessivo di circa 2,4 milioni di metri cubi.

I serbatoi di stoccaggio per i prodotti sopra nominati sono collocati all'interno dell'area di Raffineria e sono differenziati in funzione della tipologia di prodotto contenuta. In particolare è possibile distinguere i serbatoi in:

- serbatoi a tetto galleggiante: finalizzati al contenimento dei prodotti volatili quali petrolio greggio, benzina e kerosene, e dotati di tenuta ad anello liquido;
- serbatoi a tetto fisso: finalizzati al contenimento di prodotti pesanti quali olio combustibile e gasolio;
- serbatoi sferici o cilindrici: finalizzati allo stoccaggio del GPL.

Gli stoccaggi occupano un vasta area della Raffineria ed in particolare:

- il GPL è stoccato in tre parchi distinti di stoccaggio in sfere e sigari orizzontali nelle isole 9E e 22, per una capacità complessiva pari a circa 19.250 m³;
- il petrolio grezzo è contenuto in 8 serbatoi, per una capacità totale pari a 694.700 m³;
- i distillati leggeri sono contenuti in 44 serbatoi, per una capacità totale di circa 434.800 m³;
- i distillati medi sono contenuti in 68 serbatoi, per una capacità totale di circa 526.400 m³;
- i distillati pesanti sono contenuti in 37 serbatoi, per una capacità complessiva di 677.300 m³.

Inoltre, i serbatoi a tetto fisso deputati allo stoccaggio dei prodotti pesanti ad alta viscosità, quali bitumi e oli combustibili, sono coibentati e dotati di impianto di riscaldamento alimentato con vapore e/o olio diatermico.

Tutti i serbatoi sono dotati di dispositivi antincendio e, come previsto dalla normativa vigente, la Raffineria è attrezzata per conservare scorte obbligatorie di prodotti finiti sufficiente per 90 giorni di produzione.

I prodotti finiti della raffineria (GPL come propano, butano o miscele, propilene, benzine senza piombo, kerosene per aviazione, gasoli per trazione e riscaldamento, oli combustibili, zolfo, bitumi e MTBE) vengono spediti via autobotti (ATB), ferrocisterne (FFC) o tramite vari oleodotti; a tale fine, sono presenti aree attrezzate alla movimentazione via terra:

- pensiline di carico GPL su autobotti e ferrocisterne (isola 8);
- pensiline di carico idrocarburi liquidi su autobotti e ferrocisterne (isola 8);
- pensiline caricamento zolfo su autobotti (isola 3A);

- pensiline caricamento bitumi su autobotti (isola 3A).

1.4 Descrizione Servizi Ausiliari

Energia elettrica, vapore e recupero calore

Il fabbisogno energetico della Raffineria di Sannazzaro è garantito, attualmente, dal funzionamento in continuo di una Centrale Termoelettrica (CTE) direttamente gestita dalla raffineria e mediante importazione di vapore dall'attiguo stabilimento gestito da EniPower.

L'assetto energetico della Raffineria ha ottenuto notevoli miglioramenti con la prevista realizzazione di un'unità di gassificazione per la produzione di syngas e vapore ed, in un'area attigua alla Raffineria, di una Centrale Elettrica da 1050 MWe, alimentata a gas naturale e gas di sintesi (gestita dalla società EniPower).

La centrale Termoelettrica a servizio della raffineria consta di due unità turbogas denominate TG5 e TG6, tutte connesse a caldaie dotate di post-combustione per la cogenerazione di calore ed elettricità. L'energia elettrica viene prodotta anche grazie ad un turboalternatore a vapore, denominato TA7.

I fumi esausti provenienti dalle turbogas (TG5 e TG6) sono inviati a caldaie a recupero alcune di queste dotate di post-combustione, per la produzione di vapore. Il vapore viene utilizzato per la produzione di energia elettrica, la movimentazione di macchine ausiliarie, nei degasatori e negli impianti come fluido di processo o come fluido di riscaldamento del grezzo, degli oli combustibili, etc. La quantità di vapore prodotto è legata alla richiesta delle varie utenze ed alla quantità di energia elettrica da produrre.

In Raffineria sono inoltre presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile dalle caldaie principali presenti in CTE. Tali caldaie possono alimentare le reti vapore in servizio presso la raffineria o direttamente gli impianti di processo a cui sono state abbinate.

Il vapore utilizzato presso le varie utenze viene generalmente recuperato, come condensa, mediante un'apposita rete di raccolta della Raffineria. In considerazione del fatto che negli scambiatori di calore il vapore può essere contaminato da idrocarburi a causa di contatti accidentali, si procede ad un recupero condense differenziato tale da eliminare il contenuto eventuale di idrocarburi mediante un idoneo trattamento e rendere la condensa ottenuta nelle condizioni ottimali per il riutilizzo in caldaia come acqua demineralizzata.

Gli impianti di recupero delle condense sono due, identici, e costituiti da una serie di filtri "autopulenti" (pre-filtri) che trattengono le sostanze solide eventualmente presenti e da una serie di filtri "coalescenti", costituiti da resine, in grado di trattenere gli idrocarburi. Questi ultimi filtri vengono periodicamente lavati per rimuovere le impurità accumulate e le acque risultanti di lavaggio sono inviate nel sistema fognario della Raffineria per il trattamento finale come reflui.

Acqua demineralizzata

L'acqua demineralizzata utilizzata per l'alimento delle caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto a letti di resine a scambio di ioni, capace di produrre di 400-500 tonn/ora di acqua demineralizzata.

Acqua di raffreddamento

Gli Impianti di Raffineria sono asserviti da 9 circuiti di raffreddamento ad acqua in circuito chiuso, la cui temperatura idonea viene garantita mediante alcune serie di torri di raffreddamento evaporative a tiraggio indotto.

L'acqua di alimentazione dei circuiti (denominata di "make up") è composta da una miscela di acqua grezza (prelevata dal canale), integrata con numerosi altri afflussi detti "di reintegro". Infatti, le caratteristiche dei circuiti sono tali da richiedere un continuo apporto di acqua di reintegro per mantenere costante la portata di acqua circolante negli scambiatori di calore delle varie unità di processo, compensando le perdite per evaporazione nelle torri, lo scarico di spurgo per controllare il tenore di sali nel circuito e per integrare eventuali perdite del circuito.

Occorre osservare infatti che, dato il contenuto salino significativo a causa della continua evaporazione dalle torri, la qualità dell'acqua di reintegro è il parametro che regola la gestione operativa dei circuiti di raffreddamento. Tuttavia, le semplici operazioni di spurgo non sono sufficienti a garantire l'assenza di inconvenienti operativi a circuito derivanti da presenza di sostanze "indesiderate" contenute nell'acqua in circolo, pertanto si prevedono specifici trattamenti sui flussi in ingresso con ipoclorito di sodio, anticorrosivi/filmanti ed acidi per garantire l'eliminazione delle sostanze organiche ed evitare la precipitazione di carbonati od altre sostanze solide.

Aria compressa

L'aria compressa costituisce il fluido motore per tutti gli attuatori pneumatici di Raffineria (es. valvole) e per una serie di utenze di "servizio".

A tale scopo, sono presenti in Raffineria 4 compressori centrifughi a 4 stadi, ciascuno dei quali in grado di produrre 5500 Nm³/h di aria compressa ad una pressione di 0,72-0,75 Mpa.

In condizioni normali di esercizio sono in marcia due soli compressori movimentati da motori elettrici ed in condizioni anomale, in caso di mancanza di energia elettrica, la continuità del servizio è garantita da una turbina a vapore (30 t/h; 1,47/0,34 Mpa).

Trattamento acque in ingresso

Scopo del trattamento è l'eliminazione dall'acqua dei sali, potenzialmente dannosi per il corretto funzionamento delle caldaie e delle turbine a vapore degli impianti di processo. L'impianto, posto a valle delle vasche di acqua grezza dove avviene una prima sedimentazione delle parti solide presenti, prevede:

- una decantazione;
- una filtrazione;
- un trattamento con resine a scambio ionico;
- una vasca di neutralizzazione;
- un circuito fanghi.

Il trattamento con resine a scambio ionico prevede 6 linee in parallelo aventi ognuna le seguenti potenzialità:

- ↑ n° 3 linee da 90 mc/ora
- ↑ n° 2 linee da 120 mc/ora

↑ n° 1 linea da 150 mc/ora

Per l'affinamento finale sono installati n° 3 letti misti da 220 mc/ora.

Stazione riduzione metano

La stazione di riduzione e misurazione gas metano provvede alla riduzione della pressione del gas metano derivato dalla rete Snam al valore richiesto dalle utenze (da 75 bar a 17 bar). Il contratto con la Snam garantisce un'erogazione di gas massima pari a 250000 Smc/giorno. Nella stazione sono installate le apparecchiature necessarie a:

- filtrare
- preriscaldare
- misurare la portata
- controllare la pressione del gas alle utenze

Produzione acqua potabile

L'impianto di produzione dell'acqua potabile ha una capacità massima di trattamento di 50 mc/ora, riceve acqua dai pozzi A e B ed ha lo scopo di abbattere l'elevata concentrazione di ferro e manganese presente.

L'abbattimento di ferro e manganese avviene attraverso un'ossidazione con ozono (prodotto attraverso un generatore alimentato ad aria). I composti ossidati precipitano e vengono separati mediante una prima sezione di filtrazione su quarzite ed una seconda filtrazione su carboni attivi.

L'acqua così trattata viene inviata ad un serbatoio di accumulo e successivamente distribuita alle utenze di Raffineria.

Per i soli utilizzi di bar e mensa è stato predisposto un collegamento con la rete di distribuzione dell'acquedotto di Sannazzaro.

1.5 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:

Nel presente capitolo sono descritti i bilanci di materia ed energia, riferiti alla configurazione impiantistica descritta nella scheda C della domanda di AIA, 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;

Inoltre il complesso della raffineria presenta ulteriori interazioni con impianti operanti nella zona limitrofa, ovvero:

- Centrale Termoelettrica EniPower di Ferrera Erbognone, gestore di una centrale per la produzione cogenerativa di elettricità e vapore. L'impianto riceve dalla raffineria syngas e acqua demi/grezza e restituisce alla raffineria vapore oltre agli scarichi idrici che vengono riutilizzati dalla Raffineria;
- Impianto di Inertizzazione Tor, per la stabilizzazione e l'inertizzazione di alcune tipologie di rifiuti, prima di invio a smaltimento. L'impianto è gestito da una ditta terza regolarmente autorizzata, riceve dalla raffineria energia elettrica, vapore e acqua;
- AirLiquide che, mediante frazionamento dell'aria, produce ossigeno; quest'ultimo soddisfa l'intero fabbisogno dell'impianto di Gassificazione. L'impianto riceve dalla raffineria acqua e vapore, mentre restituisce alla raffineria condense oltre che gli scarichi idrici che confluiscono all'impianto di depurazione acque della Raffineria;
- 1 stabilimento gas GPL: il GPL viene stoccato in sfere e sigari orizzontali e commercializzato in bombole per uso domestico. L'impianto riceve dalla raffineria vapore e restituisce alla raffineria le condense e gli scarichi idrici che confluiscono all'impianto di depurazione acque della Raffineria;
- Deposito Praoil, che gestisce gli oleodotti in entrata ed in uscita dalla Raffineria ed i serbatoi di stoccaggio del petrolio grezzo. L'impianto riceve dalla Raffineria acqua e vapore, mentre restituisce gli scarichi idrici che confluiscono all'impianto di depurazione acque della Raffineria. Il Deposito, come previsto dal progetto di bonifica ai sensi della 471/99, invia le acque provenienti dalla bonifica all'impianto di trattamento acque di falda (TAF) della Raffineria. In tale impianto, successivamente alla miscelazione con le acque provenienti dal processo di bonifica della Raffineria, è previsto un trattamento con ozono per la rimozione degli inquinanti presenti. L'acqua in uscita dal TAF, come previsto dalla convenzione Eni-Praoil del 31/05/2005, viene interamente riutilizzata all'interno dei processi di Raffineria.

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 i processi svolti nelle seguenti unità, sinteticamente descritte nel paragrafo successivo:

- Distillazione Primaria 1 (TOPPING 1, o DP1)
- Distillazione Primaria 2 (TOPPING 2 o DP2)
- Distillazione sottovuoto (VACUUM)
- Cracking Catalitico a Letto Fluido e Concentrazione Gas FCC (FCC)
- Impianto Idrogeno e purificazione idrogeno (H₂, PSA2)
- Impianto Hydrocracker (HDC)
- Nuovo Impianto Hydrocracker (HDC2)
- Visbreaker (VSB)
- Nuovo Impianto Deasphalting (SDA)

- Desolforazione benzine leggere (BTL)
- Naphta Hydrobon (NaHy)
- Desolforazione benzina FCC (CDTECH)
- Reforming Catalitico 2 (RC2)
- Reforming Catalitico 3 e purificazione idrogeno (RC3, PSA3)
- Isomerizzazione e purificazione idrogeno (TIP, PSA1)
- Estrazione solventi (ISOSIV)
- Idroisomerizzazione (HYDROISO)
- Alchilazione (ALKY)
- Produzione Metil t-butil etere (MTBE)
- Merox GPL Saturi ed Insaturi
- Merichem
- Merox Benzine
- MinAlk
- Desolforazione Gasolio (HDS 1)
- Desolforazione Gasolio 2 (HDS 2)
- Desolforazione Kerosene (HDS 3)
- Splitter Riformata e DeIsopentanizzatrice
- Gas Saturi 1 - Frazionamento GPL (GS1)
- Gas Saturi 2 (GS2)
- Desolforazione Gas 1 (DES. GAS 1)
- Desolforazione Gas 2 (DES. GAS 2)
- Desolforazione Gas 3 (DES. GAS 3)
- Nuova Desolforazione Gas 4 (DES. GAS 4)
- Desolforazione Gas impianto Gassificazione
- Unità di Gassificazione e purificazione idrogeno (PSA4)
- Recupero Zolfo 2 e 3 e trattamento gas di coda (ZOLFO 2, ZOLFO 3, SCOT)
- Nuovo Recupero Zolfo 4 e trattamento gas di coda (SRU 4 e TGTU)
- Trattamento acque acide 2 e 3 (SWS2, SWS3)
- Nuovo trattamento acque acide 4 (SWS 4)
- Trattamento acque acide impianto Gassificazione

Fase Gestione Utilities

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

- Centrale termica e demineralizzazione acque per caldaia (CTE)
- Reti gas combustibile, olio combustibile, vapore a bassa, media ed alta pressione

- Torce e blow down (BD)
- Nuove Torce e blow down

Oltre a queste unità la fase utilities prevede anche:

- il prelievo, il trattamento 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
- il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto)
- il sistema di distribuzione di aria servizi e aria strumenti

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 via terra a supporto della raffineria. In accordo alla classificazione interna di Raffineria, risultano comprese le seguenti unità:

- Stoccaggio GPL1, GPL2 e GPL 3
- Carico prodotti Rete e Autobotti
- Stoccaggio Grezzi e Slop, prodotti bianchi e neri
- Stoccaggio bitumi
- Trasferimento prodotti neri e prodotti bianchi ed interconnecting
- Trasferimento oleodotti

Fase Trattamento Reflui

La fase di trattamento reflui comprende sia il sistema di raccolta dei reflui prodotti dallo stabilimento e dagli insediamenti produttivi limitrofi (reti fognarie) che i sistemi di trattamento (impianto di depurazione) prima del punto di scarico a valle della Raffineria.

L'impianto di trattamento reflui comprende una sezione preliminare di disoleazione (API separator), un trattamento chimico-fisico ed una sezione di trattamento biologico. L'acqua in uscita, previa una filtrazione su filtri a sabbia, può essere parzialmente riutilizzata all'interno dei processi di Raffineria come make-up alle torri di raffreddamento.

Fase Gestione Rifiuti

La fase di gestione rifiuti comprende tutte le attività di raccolta, deposito temporaneo, deposito preliminare, trattamento di inertizzazione di alcune tipologie di rifiuti non pericolosi esuccessivo avvio a smaltimento nella discarica interna (Discarica di di tipo 2B autorizzata con DGR 41313 della Regione Lombardia del 05/02/1999 e successivo rinnovo DGR 18598 del 05/08/2004). Le rimanenti tipologie di rifiuti vengono inviate allo smaltimento esterno a ditte autorizzate.

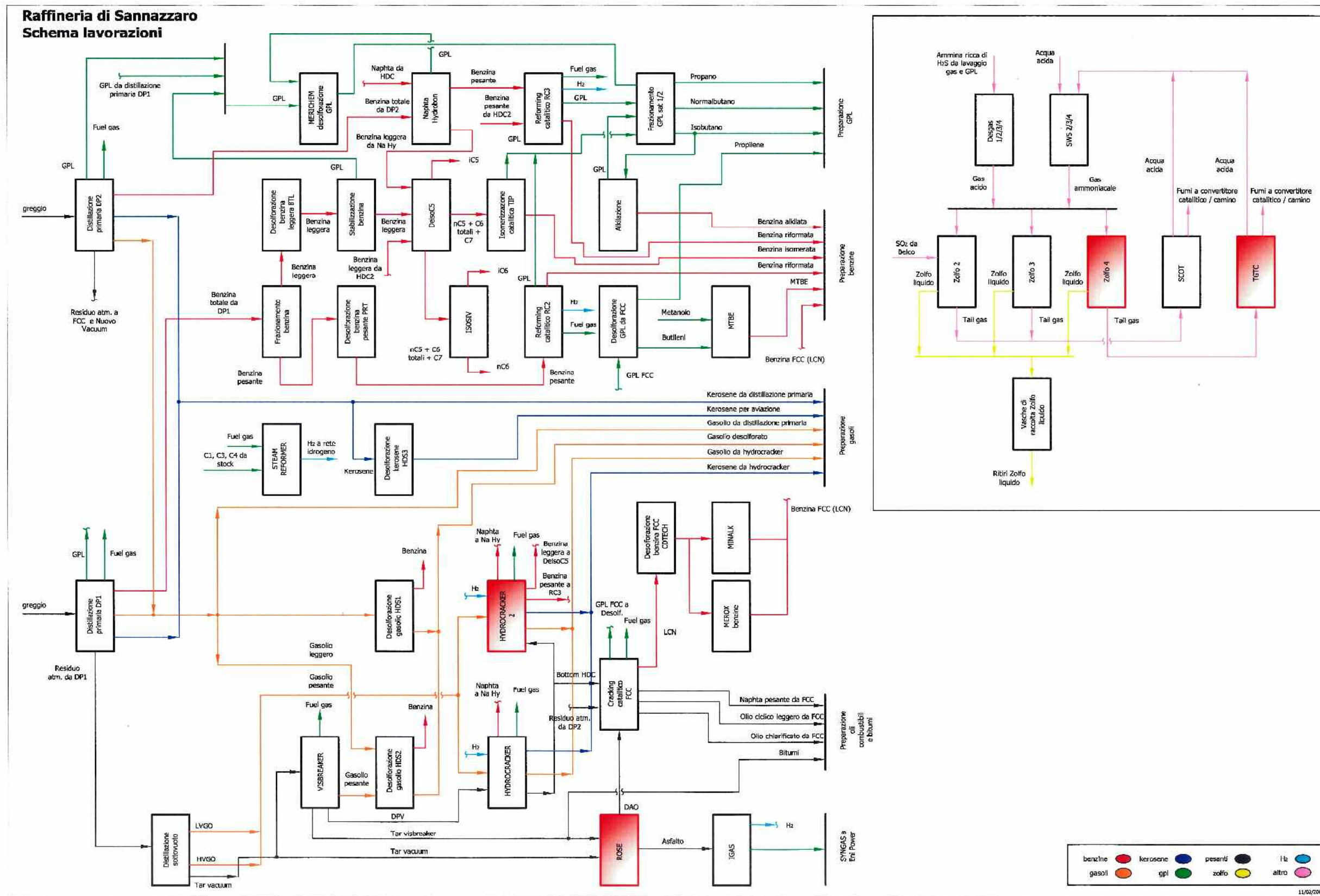
Va osservato che nell'ambito del ciclo di gestione dei rifiuti è previsto che l'attività di inertizzazione non venga gestita dalla Raffineria ma affidata ad un operatore che opera nell'ambito di un contratto di servizi regolarmente autorizzato.

1.6 Descrizione sintetica delle unità di raffineria

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

La successiva Figura riporta uno schema a blocchi aggiornato del nuovo ciclo produttivo della raffineria con l'indicazione dei prodotti, materie prime e produzioni.

Figura 1-1: Schema a blocchi del ciclo di Raffineria



La seguente tabella descrive sinteticamente le unità di raffinazione in esercizio presso lo stabilimento della Raffineria di Sannazzaro:

Tabella 1 - Unità di Raffinazione

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Unità 53 - Distillazione primaria 1 (TOPPING 1 o DP1)	▪ Avviene la distillazione primaria con produzione di benzine, keroseni, gasoli e residuo;
Unità 10 - Distillazione Primaria 2 (TOPPING 2 o DP2)	▪ Avviene la distillazione primaria con produzione di benzine, keroseni, gasoli e residuo;
Unità 57 - Distillazione sottovuoto (VACUUM)	▪ Si realizza una distillazione sotto vuoto di parte del residuo del Topping con produzione di gasoli e residuo pesante;
Unità 23 - Hydrocracker (HDC)	▪ Processo in cui il gasolio pesante proveniente dal Vacuum viene desolfurato, denitrificato e convertito termicamente in distillati leggeri desolforati ed in un residuo desolfurato;
Nuova Unità 34 – Hydrocracker (HDC 2)	▪ Processo in cui i distillati pesanti provenienti da Vacuum sono convertiti termicamente in distillati leggeri desolforati ed in un residuo desolfurato;
Unità 58, 59 e 59S - Cracking Catalitico a Letto Fluido (FCC), Sezione di frazionamento e Splitter Propano/Propilene	▪ Processo in cui parte del residuo del Topping, il residuo dell'Hydrocracker, i distillati sottovuoto del Vacuum vengono trasformati per mezzo catalizzatore in frazioni più leggere con produzione di GPL, benzine, gasoli e oli;
Unità 11 - Visbreaker (VSB)	▪ Processo in cui si ottiene frazioni leggere (GPL, benzina) e gasolio da alimentare all'impianto di desolfurazione gasoli e di cracking catalitico, a partire dal residuo proveniente dagli impianti di distillazione a vuoto o atmosferica;
Nuova Unità Deasphalting (SDA)	▪ Processo che estrae dal residuo del Visbreaker (oppure in alternativa del Vacuum) distillati pesanti per la produzione di gasoli, riducendo la produzione di olio combustibile;
Unità 66 - Desolfurazione Gasolio 1 (MDDW-HDS 1)	▪ Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo;
Unità 18 - Desolfurazione Gasolio 2 (HDS 2)	▪ Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo;
Unità 52 - Desolfurazione Catalitica Kerosene (HDS 3)	▪ Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo, provenienti da Topping 1 e Topping 2;

Unità 51 e 27 - Reforming Catalitico 2 (RC2) e Splitter Riformata e DeIsopentanizzatrice	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui viene la trasformazione delle benzine pesanti innalzando il numero di ottano;
Unità 13 - Reforming Catalitico 3 (RC3) e unità di purificazione di idrogeno (PSA 3)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui viene la trasformazione delle benzine, principalmente prodotte dalla distillazione primaria, innalzando il numero di ottano. È presente la sezione di purificazione di idrogeno, con la funzione di purificare la corrente prodotta dal reforming;
Unità 60 - Merox GPL Insaturi (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui i GPL insaturi prodotti da FCC sono purificati dai mercaptani e H₂S
Unità 61 - Merox GPL Saturi (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui i GPL saturi prodotti in raffineria sono purificati dai mercaptani e H₂S
Unità 62 - Merox Benzina leggera (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui le benzine leggere sono purificate dai mercaptani
Unità 63 - Merox Benzina pesante (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui le benzine pesanti sono purificate dai mercaptani
Unità 39 - Merichem	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui i GPL saturi prodotti da FCC sono purificati dai mercaptani e H₂S
Unità 69 - Minalk	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui la benzina FCC è purificata dai mercaptani;
Unità 50 - Isomerizzazione (TIP) e unità di purificazione di idrogeno (PSA 1)	<ul style="list-style-type: none"> Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera. Nella sezione PSA avviene la produzione dell'idrogeno mediante "purificazione"
Unità 19 e 25 – Produzione Idrogeno e unità di purificazione di idrogeno (PSA 2)	<ul style="list-style-type: none"> Processo di produzione di idrogeno con un grado di purezza superiore al 99% a valle del PSA 2;
Unità 54 – Estrazione solventi (ISOSIV)	<ul style="list-style-type: none"> Processo per la produzione di benzina n-C₆ e iso C₆;
Unità 68 - Produzione Metil t-butil etere (MTBE)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui le frazioni di GPL ricche in isobutilene reagiscono con metanolo per produrre l'etere MTBE;
Unità 65 - Idroisomerizzazione (HYDROISO)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui butadieni presenti nel GPL vengono saturati con idrogeno al fine di produrre miscela di butano e isobutano per l'alchilazione;
Unità 55 - Alchilazione (ALKY)	<ul style="list-style-type: none"> Processo in cui gli idrocarburi insaturi reagiscono con isobutano per produrre benzina ad alto numero di ottani;
Unità 70 - Desolforazione benzine leggere (BTL)	<ul style="list-style-type: none"> Processo di desolforazione catalitica che ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo delle benzine leggere di provenienza Topping 1;
Unità 29 - Desolforazione catalitica delle benzine (CDTECH)	<ul style="list-style-type: none"> Processo di desolforazione catalitica che ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo delle benzine di provenienza FCC;
Unità 12 - Naphta Hydrobon (NaHy)	<ul style="list-style-type: none"> Riduce il contenuto di zolfo delle benzine. Il processo prevede l'utilizzo di catalizzatori e consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 0,5 ppm.

Unità 30 – Gassificazione Unità 31 – Gassificazione - Lavaggio Gas, Idrolisi COS/HCN Unità 33 – Recupero H2 Unità 37 – Gassificazione - Rimozione carbonili metallici	La carica dell'unità è costituita da TAR Visbreaker, mentre i prodotti principali in uscita sono idrogeno ad alta purezza, inviato alla rete di raffineria, ed il gas di sintesi che alimenta invece una turbina a gas della centrale Enipower, adiacente alla raffineria. L'impianto di Gassificazione è costituito dalle seguenti sezioni: <ul style="list-style-type: none"> • reazione e recupero calore • lavaggio del gas di sintesi • COS/HCN idrolisi • desolforazione gas • rimozione carbonili metallici • filtrazione acqua di lavaggio • recupero ceneri metalliche • separazione idrogeno
Unità 64 - Frazionatrice Gas Saturi 1 (GS1)	▪ Processo che riceve i GPL per frazionarli in etano, propano, iso-butano e n-butano;
Unità 15 - Frazionatrice Gas Saturi 2 (GS2)	▪ Processo che riceve i GPL per frazionarli in etano, propano, iso-butano e n-butano;
Unità 56 - Desolforazione Gas 1 (DES. GAS 1)	▪ Processo dedicato al trattamento i flussi di gas contenenti H ₂ S;
Unità 16 - Desolforazione Gas 2 (DES. GAS 2)	▪ Processo dedicato al trattamento i flussi di gas contenenti H ₂ S;
Unità 26 - Desolforazione Gas 3 (DES. GAS 3)	▪ Processo dedicato al trattamento i flussi di gas contenenti H ₂ S;
Nuova Unità 36 –Desolforazione Gas 4 (DES. GAS 4)	▪ Processo dedicato al trattamento di flussi di gas contenenti H ₂ S;
Unità 17 e 77 - Recupero Zolfo (SRU 2 e SRU 3)	▪ Unità in cui il gas acido contenente H ₂ S proveniente dagli impianti di lavaggio amminico (SDA) e dagli SWS è convertito in zolfo liquido;
Unità 77S - Impianti di trattamento gas di coda (SCOT)	▪ Dove i gas di coda provenienti dagli impianti SRU1 e SRU2 vengono ulteriormente depurati dall'acido solfidrico residuo;
Nuova Unità Recupero Zolfo (SRU4)	▪ Unità in cui il gas acido contenente H ₂ S proveniente dagli impianti di lavaggio amminico (SDA) e dagli SWS è convertito in zolfo liquido;
Nuova Unità Impianti di trattamento gas di coda (TGTU)	▪ Unità in cui i gas di coda provenienti dall'impianto SRU4 vengono ulteriormente depurati dall'acido solfidrico residuo;
Unità 71 e 78 - Sour Water Stripper (SWS2 e SWS3)	▪ Unità in cui le acque acide, provenienti dagli impianti sono depurate dall'H ₂ S, dall'NH ₃ e dagli idrocarburi e successivamente inviati al trattamento acque per il riciclo;
Nuova Unità 35 - Sour Water Stripper (SWS4)	▪ Unità in cui le acque acide, provenienti dagli impianti sono depurate dall'H ₂ S, dall'NH ₃ e dagli idrocarburi e inviati al trattamento acque per il riciclo;

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 2– Principali Impianti Ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Unità 80 - Produzione vapore e energia elettrica (CTE)	<ul style="list-style-type: none"> Unità in cui vengono prodotti il vapore di processo e parte dell'energia elettrica necessaria per i servizi di raffineria.
Distribuzione energia elettrica	<ul style="list-style-type: none"> Cabine e sottostazione elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta o importata.
Unità 72 - Blow-down e torce	<ul style="list-style-type: none"> Collettori e torce per la raccolta e la combustione di tutti gli scarichi gassosi. Il sistema è costituito da: <ul style="list-style-type: none"> n°2 collettori (e rispettive guardie idrauliche) per la raccolta e la combustione di tutti gli scarichi gassosi: i due collettori (vecchi e nuovi impianti) confluiscono nelle torce. Alla base della prima torcia sono stati installati tre compressori (Garo) che comprimono parte dei gas destinati alla torcia e li invia in rete Fuel Gas a Bassa Pressione. n°2 collettori nuovi (e rispettive guardie idrauliche) per la raccolta e la combustione di tutti gli scarichi gassosi: i due collettori confluiscono nelle torce.
Produzione e distribuzione aria compressa	<ul style="list-style-type: none"> Apparecchiature per la produzione e distribuzione dell'aria compressa. Sono presenti in Raffineria 5 compressori centrifughi, di cui quattro da 5000 Nm³/h ed uno da 7000 Nm³/h.
Distribuzione olio combustibile e gas combustibile	<ul style="list-style-type: none"> Sistema di tubazioni, valvole, etc per la distribuzione del gas e dell'olio combustibile.
Distribuzione acque industriali e di refrigerazione	<ul style="list-style-type: none"> Pozzi, tubazioni valvole, torri di raffreddamento e pompe del sistema di distribuzione acqua. Il circuito di raffreddamento è costituito da sei torri Hamon del tipo a tiraggio indotto. Così costituiti: <ul style="list-style-type: none"> un circuito a monocella; un circuito a due celle; un circuito a quattro celle; due circuiti a sei celle; un circuito a otto celle; tre nuove celle di torri di raffreddamento
Produzione acqua demi	<ul style="list-style-type: none"> Unità in cui viene prodotta acqua demineralizzata per i servizi di raffineria, tramite un processo con resine a scambio ionico ed una successiva batteria di letti misti

Impianti Ausiliari	Descrizione
Produzione acqua potabile	▪ Unità in cui viene prodotta acqua potabile per gli usi di raffineria, attraverso un impianto di ozonizzazione ed una successiva batteria di filtri
Impianto di depurazione reflui	▪ Unità in cui viene depurata l'acqua reflua proveniente dai processi produttivi e dalle aree di raffineria attraverso una separazione primaria nelle vasche API separator, un primo processo chimico-fisico ed un successivo processo biologico

1.7 Evoluzione storica della Raffineria

Il nucleo originario della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi è costituito da un gruppo di impianti realizzati tra il 1961 ed il 1963 ed entrati in produzione tra il 1963 ed il 1968, con un'iniziale capacità globale di raffinazione pari a circa 5 milioni di tonnellate di grezzo all'anno.

Tale gruppo d'impianti, comunemente denominato "Isola 6", con relativi servizi denominati "Isola 3", comprende le seguenti unità principali:

- distillazione atmosferica (Topping 1 - DP1);
- distillazione sotto vuoto (Vacuum);
- reforming catalitico benzine (RC2);
- cracking catalitico a letto fluido (FCC);
- alchilazione (ALKY);
- desolforazione gasoli (HDS 1);
- recupero zolfo (SRU1-2);
- centrale termoelettrica (CTE).

Inizialmente di proprietà dell'ANIC, la Raffineria diviene nel 1973 "Raffineria del Po S.p.A.", passando sotto il controllo dell'Agip Petroli S.p.A. che, costruendo negli anni successivi nuovi impianti più sofisticati ed ammodernando quelli inizialmente presenti, trasforma lo Stabilimento in una Raffineria ad elevato grado di conversione, con un assetto della produzione finalizzato alla riduzione delle rese in olio combustibile, a favore dei distillati a più elevato valore aggiunto.

Nel 1975 la Raffineria viene autorizzata, così, ad incrementare la sua capacità produttiva fino a 10 milioni di tonnellate di grezzo all'anno (corrispondente alla capacità attuale).

Nel 1976 entra in funzione un nuovo gruppo di Impianti, concepito, dal punto di vista produttivo e tecnologico, come una "nuova" Raffineria, del tutto indipendente dagli impianti preesistenti.

Tale gruppo di impianti, denominato "Isola 7", comprende principalmente:

- una nuova unità di distillazione atmosferica (Topping 2 - DP2);
- un'unità di desolforazione benzina (Naphta Hydrobon);

- un'unità di reforming catalitico benzine a rigenerazione continua (RC3);
- una nuova unità di desolforazione gasolio-kerosene (HDS 2).

Successivamente vennero realizzati numerosi nuovi interventi di incremento della flessibilità produttiva, volti principalmente ad ottimizzare la capacità di conversione della Raffineria, con particolare riferimento per la produzione di benzina verde e gasolio a basso contenuto di zolfo.

Tra i principali investimenti in tale ambito, si sottolinea la realizzazione di:

- un'unità di deparaffinazione per la produzione di gasoli invernali ed "alpini";
- un'unità di desolforazione kerosene (HDS 3);
- un'unità di isomerizzazione benzine (TIP);
- un'unità di visbreaking (VSB);
- un'unità di produzione MTBE;
- il revamping del reforming catalitico a rigenerazione continua (RC3);
- il potenziamento dell'unità di cracking catalitico a letto fluido FCC;
- un'unità di hydrocracking gasoli pesanti (HDC);
- un'unità di gassificazione;
- un'unità di desolforazione benzine FCC (CDTECH).

Altri specifici interventi sono stati finalizzati alla riduzione dell'impatto ambientale ed al potenziamento del sistema di produzione servizi, in particolare per quanto riguarda le produzioni di energia elettrica e di vapore.

Tra gli interventi a tal fine si sottolineano, nello specifico:

- una nuova unità di recupero zolfo (SRU3), con annessa unità di trattamento gas di coda degli impianti (SCOT);
- uno stripper per le acque acide (SWS);
- la radicale trasformazione della Centrale Termoelettrica, volta a far fronte ai nuovi fabbisogni di energia elettrica e vapore della Raffineria in modo efficiente e comportando il minimo impatto ambientale, coincidente nell'installazione di caldaie a recupero e sistemi di post-combustione dedicata alla produzione di vapore per usi tecnologici;
- un'unità di desolforazione dei fumi di combustione della sezione di rigenerazione catalizzatore dell'FCC (Belco);
- la realizzazione di numerosi interventi per il recupero ed il riutilizzo di risorsa idrica all'interno di impianti/aree di Raffineria.

Completando l'iter storico-organizzativo della Raffineria, si osserva che nel 1987 il sito passa sotto la neonata AgipRaffinazione e infine, ultima variazione dell'assetto societario, nel 1995, a seguito della fusione AgipPlas-AgipRaffinazione, sotto l'AgipPetroli. Dal 1 gennaio 2003, a seguito dell'incorporazione di Agip Raffinazione in Eni S.p.A., la raffineria opera sotto il nome societario di Eni, Divisione R&M.

Tabella 3– Interventi di Modifica e/o di Adeguamento agli Impianti di Raffineria

Impianti di Produzione o Ausiliario	Interventi di Modifica e/o di Adeguamento Impianti di Raffineria
Unità 53 - Distillazione primaria 1 (TOPPING 1, o DP1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto ha subito il Revamping del forno con surriscaldatore vapore BP in convettiva , inserimento di una sezione di preflash, interventi di integrazione energetica con preriscaldamento carica.
Unità 10 - Distillazione Primaria 2 (TOPPING 2 o DP2)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto ha subito una modifica del forno con riduzione della capacità per poter lavorare greggi più leggeri. Sono stati effettuati interventi di miglioramento dei consumi energetici mediante variazione del treno di preriscaldamento, inserimento colonna preflash e revamping bruciatori del forno.
Unità 57 - Distillazione sottovuoto (VACUUM)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto è stato oggetto di modifica al forno, di integrazioni di impianto e energetiche
Unità 23 - Complesso Hydrocracker (HDC)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1992; ▪ Nell'impianto è stato sostituito il forno B-2301 di carica H₂ in seguito a danneggiamento, ed il forno B-2302B per riscontrati fenomeni di corrosione. È stata inserita una sezione di dearomatizzazione per il kerosene e sostituiti i bruciatori del forno B-2302A con sistemi LowNOx
Unità 58, 59 e 59S- Cracking Catalitico a Letto Fluido (FCC), Sezione di frazionamento e Splitter Propano/Propilene	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto è stato ottimizzato con l'inserimento della sezione filtri elettrostatici, della sezione TurboExpander accoppiato al motore del blower e il sistema BELCO per la rimozione dei composti solforati. Inoltre è già stato fatto un revamping del reattore FCC. ▪ Attualmente le benzine da FCC sono sottoposte a trattamento di desolforazione nell'unità CDTech.
Unità 11 - Visbreaker (VSB)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1989; ▪ La colonna di frazionamento a vuoto è stata ottimizzata con un nuovo sistema di ingresso in colonna .
Unità 66 - Desolforazione Gasolio 1 (HDS1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1968; ▪ Sono stati effettuati vari revamping: inserimento del reattore MDDW, forni di impianto, trattamento gasoli con contenuto S di 500 ppm, inserimento di KO drum e nuovo compressore del gas di riciclo, sostituzione del reattore MDDW con un nuovo reattore di desolforazione in grado di produrre distillati con tenore di zolfo di 10 ppm.

Unità 18 - Desolfurazione Gasolio 2 (HDS 2)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1976; ▪ Revamping per il trattamento gasoli con contenuto S di 500 ppm, l'inserimento di due nuovi reattori in parallelo posti in serie tra di loro e l'installazione dei bruciatori LowNOx e il sistema di preriscaldamento aria comburente.
Unità 52 - Desolfurazione Catalitica Kerosene (HDS 3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1987; ▪ L'impianto è stato ottimizzato con il revamping per l'aumento di capacità a 90 t/h.
Unità 51 e 27- Reforming Catalitico 2 (RC2) e Splitter Riformata e DeIsopentanizzatrice	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1967 e 1997; ▪ L'impianto è stato ottimizzato tramite l'introduzione del compressore per i gas di riciclo, il revamping del forno B-5101 con sostituzione convettiva e la sostituzione del forno B-5102 con tipologia "ad arpa"
Unità 13 - Reforming Catalitico 3 (RC3) e unità di purificazione di idrogeno (PSA 3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1976; ▪ È stato eseguito l'inserimento dello scambiatore PackInox in luogo del precedente a fascio tubero, sostituito il compressore di riciclo con azionamento elettrico.
Unità 60-61 - Merox GPL (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1964; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 62-63 - Merox Benzina FCC (MEROX)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1964; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 39 - Merichem	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1996; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 69 - Minalk	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1994; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.

Unità 50 - Isomerizzazione (TIP) e unità di purificazione di idrogeno (PSA 1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1988; ▪ Eseguiti interventi minori su linee con aumento di capacità, il revamping colonna stabilizzatrice E-5002 e la sostituzione forno B-5004 con ribollitore a vapore.
Unità 25 – Produzione Idrogeno (H ₂)/unità di purificazione di idrogeno (PSA 2)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1992; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 19 – unità di purificazione di idrogeno (PSA3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1995; ▪ Inserito compressore di rilancio del Purge Gas (2005)
Unità 54 – Estrazione solventi (ISOSIV)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1988; ▪ A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi.
Unità 68 - Produzione Metil t-butil etere (MTBE)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1990; ▪ Sostituita la colonna di lavaggio della carica con acqua (2006).
Unità 27 – Splitter riformata e DeIsoPentanizzatrice	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1997 ▪ Inserito scambiatore carica deisopentanizzatrice / riformata pesante (2003).
Unità 65 - Idroisomerizzazione (HYDROISO)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1993; ▪ Inserimento colonna di stripping (1996).
Unità 55 - Alchilazione (ALKY)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1966; ▪ L'impianto è stato modificato con la sostituzione del refrattario del forno B-5502 ▪ Effettuati interventi per l'incremento della sicurezza e revamping per incremento della capacità ▪ Interventi sulla convettiva sul forno B-5501 e nuovo camino per il forno B-5502.
Unità 70 - Desolforazione benzine leggere (BTL)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book; ▪ Primo avviamento nel 1995; ▪ Non sono stati fatti revamping significativi dalla costruzione.
Unità 29 - Desolforazione catalitica delle benzine (CDTECH)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 2004 ▪ Non sono stati fatti revamping significativi dalla costruzione.
Unità 12 - Naphta Hydrobon (NaHy)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1976; ▪ Sono stati effettuati revamping con inserimento di un secondo reattore in serie al primo, con sostituzione di un serpentino al forno e con eliminazione del forno ribollitore B-1202 e sostituzione con ribollitore C-1212 a vapore.

Unità 64 - Frazionatrice Gas Saturi 1 (GS1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 15 - Frazionatrice Gas Saturi 2 (GS2)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1977; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 56 - Desolforazione Gas 1 (DES. GAS 1)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione
Unità 16 - Desolforazione Gas 2 (H ₂ S Removal, DES. GAS 2)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Lavorazione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1976; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione
Unità 26 - Desolforazione Gas 3 (DES. GAS 3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di produzione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1994; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 30, 31, 33 e 37 - Gassificazione	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di produzione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 2006; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 17 e 77 - Recupero Zolfo (ZOLFO 2 e ZOLFO 3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Produzione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento SRU2 nel 1977 e SRU3 nel 1989; ▪ L'impianto SRU2 ha incrementato la sua capacità nel 1994 con l'inserimento della linea ad ossigeno, nel 2004 con la sostituzione della caldaia; ▪ L'impianto SRU3, è stato divampato nel '94 con ossigeno.
Unità 77S - Impianti di trattamento gas di coda (SCOT)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Produzione = vedi Data Book. ▪ Primo avviamento nel 1989; ▪ L'impianto non ha subito significativi revamping dalla costruzione
Unità 71 e 78 - Sour Water Stripper (SWS2 e SWS3)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Produzione = vedi Data Book ▪ Primo avviamento nel 1995 per SWS3; ▪ Le unità non hanno subito significativi revamping dalla costruzione.
Unità 80 – Centrale Termo Elettrica (CTE)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Capacità di Produzione = vedi Data Book. ▪ Primo avviamento nel 1963; ▪ Le TG sono state sostituite rispettivamente nel 1988 la TG5 e nel 1989 la TG6.

1.8 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 4 – Piani di smantellamento

Anno inizio	Descrizione piano di smantellamento
1989	▪ Reattore HDS1
1991	▪ Oleodotti e Serbatoi - Tetto Serbatoio G-4005
1991	▪ Membrana Reattore Zolfo2
1991	▪ Soffietti Scambiatore C 1301
1994	▪ FCC – Reattore D-5801
1995	▪ Oleodotti e Serbatoi – Sost. tenute T.G. dei serbatoi G-41102-104-105
1995	▪ Isomerizzazione C4 - Butamer
1996	▪ Accum. f-5302 – Topping 1
1996	▪ Oleodotti e Serbatoi – Sost. tenute T.G. dei serbatoi G-41101-103
1996	▪ Forno B2301 –Imp. Unicracker
1996	▪ CTE – n. 2 Quadri protezioni CTE01 – n. 1 Eccitatrice TG2
2001	▪ BITUMI – n. 7 Misuratori di livello RADAR
2001	▪ Forno HDCK
2003	▪ Forno RC2
2003	▪ TSS – TURBOEXPANDER
2005	▪ Motore Asincrono trifase a gabbia Ansaldo ct 500 w2
2005	▪ Serbatoio Zolfo F1706
2005	▪ Serbatoio Benzina G4005 – 39.000 m3
2005	▪ Serbatoio Benzina G4006 - 39.000 m3

1.9 Modalità di controllo del processo e sistemi di sicurezza

Controllo del processo

La Raffineria di Sannazzaro è dotata di differenti sistemi automatici di controllo, che consentono di monitorare in continuo le attività svolte sugli impianti, nonché provvedere a variare gli assetti produttivi in funzione delle condizioni di processo che si possono verificare.

I principali sistemi utilizzati sono:

- **DCS** - il controllo automatico degli impianti avviene tramite complessi e sofisticati sistemi ad alta affidabilità, chiamati DCS (Distributed Control System), che consentono il monitoraggio ed il controllo continuo di un elevatissimo numero di parametri operativi e la loro visualizzazione sulle Consolle operative in Sala Controllo di Reparto;

- **Controlli Avanzati di Processo (PLC e controlli multivariable)** - i controlli avanzati consentono un complessivo miglioramento delle prestazioni degli impianti attraverso l'applicazione di particolari tecniche quali l'analisi inferenziale, le reti neurali, i controlli multivariable ed i sistemi esperti; tali tipologie di controlli sono applicati su molti degli impianti di Raffineria al fine di migliorare la qualità dei prodotti finiti, di ridurre i consumi energetici e di predire parametri operativi altrimenti non misurabili;
- **Gestione Ottimizzata (SIPROD)** - il SIPROD, o Sistema Informativo di Produzione, è un sistema integrato per la raccolta, l'elaborazione e la distribuzione dei dati operativi di Raffineria. I dati, letti automaticamente sui DCS che controllano gli impianti, sono visualizzati su PC tramite un sistema chiamato bCimview. Questo è distribuito nelle Sale Controllo, negli uffici tecnici ed in direzione per consentire l'accesso in tempo reale ai dati; questi sono disponibili in forma grafica e tabellare sia come valori istantanei sia mediati nel tempo. I dati sono infine memorizzati in un sistema chiamato Core System, a cui ha accesso un elevato numero di utenti per effettuare studi e ricerche. Sulla base dei dati SIPROD, vengono inoltre effettuati automaticamente complessi bilanci sugli impianti di Raffineria nonché la programmazione a breve e medio termine delle attività di produzione, a cura della Funzione AGP di Raffineria.
- **Blending dei prodotti** - la Raffineria dispone di 2 blending per la miscelazione contemporanea in linea di prodotti semilavorati per la produzione di prodotti finiti:
 - blender benzine;
 - blender combustibili
- I due blender sono collegati e gestiti da un sistema di controllo computerizzato dedicato alla miscelazione dei prodotti, alla gestione degli stoccaggi e dei trasferimenti dei prodotti finiti, utilizzando strumentazione specifica e analizzatori "on line" per il controllo in continuo delle preparazioni.

1.10 Descrizione del Sistema di Gestione Ambientale

La raffineria di Sannazzaro è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale che nel 2004 ha ottenuto la Certificazione secondo lo standard ISO 14001.

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 è documentato:

- Nel Manuale del Sistema di Gestione Ambientale (**Documento APRPV/MSG A**) che rappresenta il costante punto di riferimento nell'applicazione e nell'aggiornamento del SGA.
- Nelle Procedure Ambientali (**Documenti APRPV/PAMB 01...26**) che descrivono come, da chi, quando e con quali mezzi le azioni sopra descritte vengono implementate (rimandando, dove necessario, a specifici Manuali Operativi e Procedure di Raffineria).

- Nei Documenti del SGA quali:
 - ↑ Politica di Sicurezza, Salute e Ambiente della Raffineria AgipPetroli di Sannazzaro de' Burgondi (**APRPV/POLAMB**);
 - ↑ Registro degli Aspetti/Effetti Ambientali (**APRPV/REGASP**);
 - ↑ Registro della legislazione applicabile (**APRPV/REGLEG**);
 - ↑ Piano di Miglioramento Ambientale (**APRPV/PMA**);
 - ↑ Piano di Sorveglianza e Misurazioni (**APRPV/PIANSOR**).

1.11 Descrizione del Sistema di Gestione della Sicurezza

La raffineria di Sannazzaro si è dotata, a partire dal 2000, di un Sistema di Gestione della Sicurezza rispondente ai requisiti stabiliti dalla norma UNI 10617.

Obiettivo del Sistema di Gestione della Sicurezza è promuovere costanti miglioramenti della sicurezza e garantire un elevato livello di protezione dell'uomo e dell'ambiente con mezzi, strutture e sistemi di gestione appropriati

La Raffineria ha redatto un documento integrato che definisce la propria "Politica di sicurezza, salute ed ambiente e prevenzione degli incidenti rilevanti".

Il Sistema di Gestione della Sicurezza è documentato da 26 procedure, la maggior parte corredata di allegati e si fa carico delle seguenti gestioni:

- I) organizzazione e personale;
- II) identificazione e valutazione dei pericoli rilevanti;
- III) controllo operativo;
- IV) gestione delle modifiche;
- V) pianificazione di emergenza;
- VI) controllo delle prestazioni;
- VII) controllo e revisione.

2. VARIAZIONE DEL BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA

Ad integrazione del ciclo di Raffinazione, la Raffineria prevede la realizzazione di una nuova unità di Deasphalting e una di Hydrocracking con le proprie unità ausiliarie, costituite dagli impianti Claus, lavaggio amminico, Sour Water Stripper, Torri di raffreddamento, sistema torcia e nuovi serbatoi per lo stoccaggio di benzine e bitume.

Nel presente capitolo sono descritte le variazioni (Δ), determinate dai nuovi impianti, nel bilancio di materia ed energia riferito alla configurazione impiantistica della Raffineria al 30 ottobre 2007 e riportato nei paragrafi precedenti.

Tabella 5 – Δ (Bilancio di materia ed energia) determinato dalla realizzazione dei nuovi impianti.

	IN	OUT
Bilancio materie prime/ prodotti finiti	Δ Grezzi: -- Δ Semilavorati: -- Δ Additivi: -- Δ Combustibili: -- (gas naturale-metano)	Δ Propilene: -- Δ Propano+GPL: -- Δ Benzina aut.: -- Δ Kerosene: -- Δ Gasolio aut/risc.: +900.000 t/a Δ Oli combustibili: - 900.000 t/a Δ Zolfo liquido: +31.536 t/a Δ Bitumi: -- Δ Perdite: --
Utilities	Δ Vapore: +390.000 t/a Δ Elettricità: + 124.000 KWh Δ Acqua: --	Δ Vapore: +96.000 t/a Δ Elettricità: +438.569 KWh Δ Acqua a Raffineria: +832. 200 ¹ mc/a Δ Acqua a terzi: --
Emissioni in atmosfera		Δ SO ₂ : -245,63 t/a Δ NOx: -198,89 t/a Δ PST: -5,52 t/a Δ CO: +68,54 t/a Δ VOC: -111,21 t/a Δ Benzene : -1,61 t/a
Scarichi idrici ed emissioni in acqua	Δ Da terzi: --	Δ Scarichi: -525.600 mc/a Δ Emissioni: Δ COD: -19,9 t/a Δ BOD ₅ : - 8,38 t/a Δ HC totali: -0,38 t/a Δ Oli minerali: -0,38 t/a Δ Azoto ammoniacale: -1,88 t/a Δ Azoto nitrico: -0,57 t/a Δ Azoto nitroso: -0,055 t/a Δ Fosforo totale: -1,42 t/a Δ Solidi sospesi: -9,95 t/a
Rifiuti		Δ Rifiuti : +202 t/a

Nella tabella seguente sono invece riportate le cariche processate nell'anno di

¹ Si tratta dell'acqua riciclata dall'impianto di depurazione della Raffineria.

2 – VARIAZIONE DEL BILANCIO DI MATERIA ED ENERGIA

riferimento e i consumi specifici tipici per le singole unità.

Tabella 6 – Cariche processate e consumi specifici per l'anno di riferimento

UNITA'	CARICHE PROCESSATE NELL'ANNO 2004 in Tonn (ove non diversamente specificato)	CONSUMI SPECIFICI TIPICI			
		Combustibile	Energia Elettrica	Vapore	
		MJ/Tonn	kwh/Tonn	M.P. Kg/Tonn	B.P. Kg/Tonn
TOPPING1	5.361.111	360	5,0	45	22
VACUUM	2.633.900	293	2,2	30	-13
TOPPING2	3.779.530	331	6,0	24	7
VISBREAKING	1.220.100	573	5,0	-17	32
HYDROCRACKING	1.577.630	510	50,0	10	30
FCC	1.980.312	2389	59,8	-250	20
SPLITTER C3/C3=	108.876		27,8		1060
NAPHTHA HYDROBON	1.365.912	879	10,9	7	7
CD TECH	Avviato a Gennaio 2005	418			
BTL	224.015				
PRETREATER	765.000	293	2,4		
RC2	592.441	2330	9,0	138	6
SPLITTER RIFORMATA	454.000		1,8		160
DEISOPENTANIZZATRICE	178.576		4,1		340
RC3	917.491	1883	32,3	-170	-1
IDROISOMERIZZAZIONE	188.744		3,0		76
TIP	482.730	920	46,0	57	0
ISOSIV	76.887		21,3		750
MTBE [MTBE prodotto]	36.141	460	54,3		630
ALCHILAZIONE [Alkylata prodotta]	237.679	1339	46,0	25	350
HDS1	257.270	473	21,5		8
HDS2	2.377.630	427	9,5	10	7
HDS3	883.109	389	5,2		
MEROX SAT.	344.351		2,8		25
MEROX INS.	1.246.451		5,4		20
GAS. SAT.1	157.325		8,1		320
GAS. SAT.2	82.486		7,0		350
DES. GAS 1	47.082		131,3		1970
DES. GAS 2	10.966		58,1		2500
DES. GAS 3	39.616		13,7		1100
H ₂ [idrogeno prodotto]	35.463	61254	400,0	-5000	700
SRU2	9.911		82,0	18	-3172
SRU3	28.108		84,0	-2270	-520
SCOT	38.019		1,2		250
SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO [Make-Up]	3.249.290				
CENTRALE TERMOELETTRICA Produzione [MWh]	465.147				
GASSIFICAZIONE	Avviata ad Aprile 2006		160,0	970	330
OFF SITES	9.140.641		2,1		54
BITUMI	354.368	0,8	21,1	10	
SWS 2	233.296		3,0		233
SWS 3	202.970		1,1		300
TA & API	6.669.533		0,2		
GESTIONE RIFIUTI					
SISTEMA DI TORCIA					
PRODUZIONE ARIA COMPRESSA [m ³]	36.515.827		0,3		0,9
DEMINERALIZZAZIONE	3.004.080		1,3		1,2
TAF	1.850.613				

2.1 Interscambi energia/materia della Raffineria

La raffineria nell'ambito del proprio funzionamento interagisce con alcuni impianti operanti nella zona limitrofa alla Raffineria stessa, alcuni di essi (vedi Centrale Termoelettrica Eni Power) ricadenti nel campo di applicazione della Direttiva IPPC:

- Centrale Termoelettrica Eni Power di Ferrera Erbognone, gestore di una centrale per la produzione cogenerativa di elettricità e vapore; l'impianto riceve dalla raffineria syngas e fornisce alla raffineria vapore ed energia;
- Impianto di Inertizzazione TOR, per la stabilizzazione e l'inertizzazione di alcune tipologie di rifiuti, prima dell'invio a smaltimento.
- Airliquide che, mediante frazionamento dell'aria, produce varie tipologie di gas tecnici come azoto, argon, idrogeno e ossigeno
- Stabilimento GPL, dove il GPL viene stoccato in un serbatoio sferico, in serbatoi orizzontali ed in bombole commercializzate per uso domestico
- PSA azoto e azoto liquido SAPIO

Nella seguente tabella è illustrato il bilancio di materia ed energia dovuto ai contributi descritti in precedenza:

Tabella 7 – Bilancio di materia ed energia per gli interscambi

	IN (dalla raffineria)	OUT (verso la raffineria)
Centrale Termoelettrica Eni Power	Syngas Acqua	Vapore Scarichi idrici
Impianto di Inertizzazione Tor (gestito da terzi)	Rifiuti speciali non pericolosi Energia Elettrica	Scarichi idrici Rifiuto inertizzato
Airliquide	Acqua vapore	Ossigeno Condense Scarichi idrici
Agip gas	GPL vapore	Scarichi idrici
PSA azoto e azoto liquido SAPIO (gestito da terzi)	Aria Energia Elettrica vapore	Azoto

3. CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

3.1 Quadro generale

Consumi di energia ed acqua

La raffineria è un impianto ad alta intensità energetica, utilizzando però principalmente combustibili prodotti internamente dai processi di raffinazione come gas combustibile (fuel gas), combustibili liquidi (fuel oil) ed in misura minore anche combustibili di importazione (gas naturale).

I combustibili vengono utilizzati per alimentare i forni, le caldaie e la turbina a gas per la produzione di vapore ed elettricità, che viene complementata grazie alla produzione di vapore dal CO Boiler dell'unità FCC, la produzione di vapore in varie caldaie di recupero presenti su diverse unità e la produzione di elettricità della turbina a vapore.

Inoltre i fabbisogni energetici della raffineria vengono soddisfatti mediante l'importazione di elettricità grazie al collegamento alla rete di trasmissione nazionale GRTN e mediante l'importazione di vapore dalla Centrale EniPower.

La raffineria inoltre impiega acqua superficiale e acqua di falda prelevata mediante una serie di pozzi ubicata nel territorio della raffineria.

Emissioni in atmosfera

Gli impianti di produzione di energia (elettricità e vapore), i forni ed l'unità di cracking catalitico sono le unità di una raffineria dove si originano le maggiori emissioni in atmosfera di CO, NO_x, CO₂, particolato, SO_x. 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 rilevante fonte emissiva.

La rigenerazione dei catalizzatori (FCC con CO Boiler) produce emissioni gassose e di particolato. 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 e quindi contengono, oltre ad idrocarburi, anche solfuri e NH₃. Analogamente le acque di raffreddamento, sebbene teoricamente non siano in contatto con i fluidi di processo, possono contenere inquinanti in basse concentrazioni che in ogni caso sono tali da causare un problema ambientale per effetto della notevole portata. Anche le acque meteoriche di dilavamento delle aree produttive contengono idrocarburi presenti in superficie; esse devono quindi essere trattate prima dello scarico nei corpi idrici recettori.

Gli inquinanti presenti nelle acque di scarico, derivano principalmente dalle sezioni

di desalting, di distillazione, dalle unità di desolforazione ed hydrocracking, dal cracking catalitico 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 significative 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 di scarico 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 essenzialmente costituita da fanghi da trattamento di depurazione delle acque, catalizzatori esausti, 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 strategia adottata dalla raffineria per la protezione della falda e dei terreni sottostanti e circostanti lo stabilimento ha portato alla realizzazione, nel periodo 1984-98, in accordo con le autorità locali, di un piano di interventi di protezione e prevenzione.

Nell'ambito di un'apposita convenzione di salvaguardia ambientale, stipulata nei primi anni 80 con i comuni il cui territorio interessa l'area di stabilimento, la raffineria ha predisposto una strategia di intervento di protezione dell'acquifero consistente in azioni di tipo preventivo e protettivo.

Gli interventi di tipo preventivo sono costituiti essenzialmente da interventi di impermeabilizzazione del sistema fognario e da interventi sul parco serbatoi con specifici programmi di ispezioni e manutenzione degli stessi.

Le opere di tipo protettivo realizzate consistono essenzialmente in barriere di protezione costituita da pozzi che assicurano un pompaggio adeguato per intercettare il flusso di sostanze contaminanti presenti nelle acque sotterranee per sottoporle a processi di disinquinamento.

- Nel Giugno 2000 l'AgipPetroli ha avviato l'iter del *DM 471/99* inviando alla Regione Lombardia la comunicazione ai sensi degli *artt. 9 e 18* dello stesso decreto.
- Nel Luglio 2002 la Regione Lombardia ha approvato, con specifico decreto, il *Piano di Caratterizzazione del Sito* presentato dalla Raffineria.
- I risultati della caratterizzazione, presentati nel Marzo 2003, hanno evidenziato per le aree di pertinenza della raffineria la sostanziale conformità del terreno ai limiti previsti dal *DM 471/99* per i siti ad uso commerciale e industriale, mentre è stata riscontrata presenza di prodotti idrocarburi residuali, legata ad una situazione di inquinamento "datata", rilevata in corrispondenza della zona di fluttuazione della tavola d'acqua, ed influenzata dalle oscillazioni stagionali della stessa.
- Nel Marzo 2003 il gruppo di lavoro appositamente costituito con decreto dalla Regione Lombardia e composto da rappresentanti della Regione,

dell'Arpa Dipartimento di Pavia, del Servizio Bonifiche e Siti Inquinati della Provincia di Pavia e delle Amministrazioni comunali interessate, ha espresso parere positivo alle proposte di intervento formulate in base ai risultati del piano di caratterizzazione.

Tali proposte hanno costituito la base per la redazione del progetto preliminare di bonifica, approvato nel Luglio 2003 e costituito essenzialmente da:

- ✓ attività preventive rivolte all'installazione di protezioni passive e attive (manutenzione) contro gli sversamenti;
- ✓ interventi di messa in sicurezza mediante l'aumento di efficienza degli sbarramenti idraulici;
- ✓ interventi di bonifica/messa in sicurezza mediante biodegradazione aerobica degli idrocarburi in falda.

Il rafforzamento dei sistemi di protezione idraulici ha la finalità di intercettare l'eventuale migrazione dei contaminanti residuali verso le aree circostanti ed è diretto principalmente alla protezione dell'acquifero perché contemporaneamente bersaglio sensibile e veicolo di diffusione della contaminazione. E' anche finalizzato al raggiungimento della stabilizzazione idrochimica delle acque ai valori minimi ottenibili con questi sistemi.

Al fine di minimizzare gli effetti negativi correlati alle attività di "Pump and Treat", nel progetto sono stati previsti una serie di accorgimenti finalizzati alla:

- ✓ minimizzazione delle acque emunte dalle barriere mediante collocamento integrato delle opere di captazione;
- ✓ riutilizzo delle acque emunte, previo trattamento finalizzato al reinserimento nel processo produttivo;
- ✓ applicazione di un sistema pilota di trattamento delle acque emunte (ozonizzazione) con tecnologia tale da ridurre la formazione di by-products da sottoporre ad ulteriori trattamenti/smaltimenti, minimizzando di conseguenza l'impatto ambientale.

Gli interventi di bonifica con sistemi di biodegradazione hanno la finalità di ridurre ulteriormente la contaminazione residuale sino ai valori limite tabellari nelle aree ove le condizioni geologiche, morfologiche ed ideologiche non consentono l'applicazione di altre metodologie.

Per soddisfare tali esigenze è stato scelto ed è stato sperimentato in campi prova un sistema basato sull'impiego di un composto a rilascio controllato di ossigeno.

Il progetto, autorizzato dalla Regione Lombardia, ha previsto un programma di controllo analitico dell'acquifero con cadenza trimestrale. Il controllo è stato effettuato sui piezometri e pozzi interni allo stabilimento e sui piezometri costituenti un anello di monitoraggio dell'acquifero; i risultati sono stati periodicamente sottoposti al gruppo di lavoro che segue il progetto.

Il Progetto Definitivo di Bonifica

Nel Novembre 2003 è stata presentata la prima fase del Progetto Definitivo di Bonifica (Progetto Definitivo di Bonifica - Fase 1) che prevedeva la progettazione e realizzazione di opere costituite da:

- barriere idrauliche a potenziamento di quelle esistenti;
- campi sperimentali di biorisanamento con tecnologia ORC ®

- ❖ Il Progetto Definitivo di Bonifica Fase 1 è stato approvato nel gennaio 2004 (*Decreto del Dirigente dell'Unità Organizzativa Gestione Rifiuti n. 37 del 08/01/2004*) e le opere sono state realizzate e completate nel marzo 2004.
- ❖ Sulla base dei risultati delle sperimentazioni e dell'effetto delle opere realizzate nella prima fase del progetto, nel febbraio 2005 è stato presentato dalla Raffineria il "Progetto definitivo di bonifica – fase 2", approvato dalla Regione Lombardia con Decreto del Dirigente dell'Unità Organizzativa Gestione Rifiuti n. 2592 del 23/02/2005.
- ❖ La seconda ed ultima fase prevede un diverso assetto delle barriere idrodinamiche e la installazione definitiva del sistema di biorisanamento sperimentato nella prima fase del progetto.

Le linee fondamentali applicate nelle due fasi del progetto di bonifica sono:

- obiettivi di bonifica conformi al dettato del *DM 471/99* e, ove non previsti, conformi a quanto proposto in Progetto Preliminare autorizzato dagli EE.PP. di controllo;
- riutilizzo delle acque captate nelle opere di bonifica finalizzato a ridurre la richiesta di acque più pregiate ai fini produttivi, approvvigionate da pozzi o prese d'acqua superficiale (minore depauperamento delle risorse idriche). Il riutilizzo avviene mediante sistemi di trattamento aventi elevato grado di efficienza e calibrati per produrre in uscita flussi d'acqua compatibili con le esigenze industriali;
- utilizzo di sistemi integrati d'intervento consistenti in barriere idrauliche interne, trincee drenanti, barriera di pozzi a deflusso naturale compatibili con la morfologia, geologia ed idrogeologia del territorio e dell'acquifero interessato alle opere di bonifica.

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 delle torce, dei compressori, degli air cooler e delle turbine a gas e a vapore.

Un ulteriore elemento di possibile criticità è costituito dall'inquinamento luminoso notturno delle fiaccole delle torce che tuttavia viene contenuto quanto più possibile mediante la minimizzazione dello scarico di gas idrocarburi in torcia, grazie al sistema di ricompressione gas in rete gas combustibile ed ad un'attenta gestione delle fiaccole.

3.2 Caratterizzazione quantitativa delle sostanze inquinanti emesse

Nella seguente tabella sono identificate le sostanze inquinanti² 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 manutenzione³.

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 8 – 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	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Forni di processo a Fuel Oil	Emissioni di SOx, NOx, PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, tracce di metalli e loro composti e VOC			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	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità DP1 e DP2	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, cloruri, solfuri e solfati, carbonati, ossidi di ferro, sabbia da Desalter; Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting

² Per la quantificazione delle emissioni delle sostanze descritte si faccia riferimento al capitolo precedente **2 - Variazione del Bilancio di materia** ed energia, che illustra il bilancio di massa per le singole fasi della raffineria

³ Per una descrizione dettagliata delle condizioni di funzionamento delle singole unità si faccia riferimento al capitolo successivo **4**.

3 – CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità VAC	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	Tutte le PSV, eccetto quelle di testa colonna, sono collettate a blowdown
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque del separatore testa colonna sono utilizzate come acque di desalting
Unità HDS (HDC, HDS 1, HDS 2, HDS 3, NaHy, BTL, CDTech)	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
		Acqua chiarificata da polverino di coke (decoking)	Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	Il decoking viene svolto da ditte terze.
	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti HC, H ₂ S, fenoli e NH ₃		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS;
Unità REF (RC 2, RC 3)	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 e catalizzatori	Manutenzione	
	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	vapore d'acqua con tracce di HCl in fase di rigenerazione catalizzatore	Acqua sodica durante la rigenerazione;		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	

3 – CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità FCC	Emissioni da forno Emissioni durante la rigenerazione del catalizzatore di SO _x , NO _x , CO, PM, tracce di Metalli e loro composti e VOC	Reflui contenenti HC (BOD, COD), TSS, composti dello zolfo fenoli, cianuri, NH ₃ , ,	Catalizzatore esausto	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	I reflui vanno al trattamento SWS o e al successivo trattamento
	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, coke e morchie (probabile presenza di IPA) e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS
Unità SDA	Emissioni da forno Emissioni fuggitive di VOC Emissioni fuggitive di solventi			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
		Eventuale presenza di idrocarburi e solventi		Upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità VSB	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 recuperate per il lavaggio dei desalters
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione delle unità di processo.	Manutenzione	
Unità Merox (Merox, Minalk, Merichem)	Emissioni di VOC (fuggitive)	Scarichi di soda esausta		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
		Scarichi di soda esausta	Catalizzatore Merox esausto	Manutenzione	
Unità H ₂	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive)	Soluzioni provenienti dal trattamento ammine e carbonato di potassio		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Materiali esausti in fase di manutenzione, prevalentemente catalizzatori e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	

3 – CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità MTBE	Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui contenenti potenzialmente HC, Metanolo, Eteri, Acido formico		Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Catalizzatori esausti e resine non rigenerabili; materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità Alky	Emissioni da forni; Emissioni di VOC (fuggitive)	Reflui con Fluoruri	Fanghi contenenti fluoruri	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità TIP, HydroISO	Emissioni da forni; Emissioni di VOC (fuggitive) e H ₂ da trafilemanti			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Catalizzatori esausti e resine non rigenerabili; materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità ISOSIV, GS1, GS2,	Emissioni di VOC			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Le acque acide sono inviate per trattamento al SWS
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità DES GAS 1, DES GAS 2, DES GAS 3, DES GAS 4	Emissioni di VOC (fuggitive)			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	Al fine di evitare il rilascio di ammina, le unità sono dotate di serbatoi di accumulo ammina.
			Carboni attivi esausti. Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	
Unità Gassificazione	Emissioni da forno Emissioni di VOC (fuggitive) Emissione di CO (fuggitive)	Acque reflue contenenti idrocarburi e composti solforati	Ceneri a recupero metalli	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	I reflui sono inviati a trattamento presso le unità SWS
	Emissioni di HC da valvole di sicurezza (PSV) Emissioni diffuse di H ₂ S e CO	Eventuali perdite di HC per cause accidentali		Upset ed emergenza	
			materiali di pulizia e manutenzione delle unità di processo e catalizzatori	Manutenzione	

3 – CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità ZOLFO 1, ZOLFO 2 e SCOT ZOLFO 4 e TGTU	Emissioni di SO ₂ , NO _x , 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	
Unità SWS 2, SWS 3 e SWS 4	Gas acidi (H ₂ S, NH ₃) inviati per trattamento alle unità di recupero zolfo	Reflui contenenti COD, fenoli, NH ₃ e solfuri		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	
Caldaie a Fuel Gas e Fuel Oil	Emissioni di SO _x , NO _x , PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, tracce di Metalli e loro composti e VOC	Spurghi acqua di caldaia	Ceneri di caldaia	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
	Emissioni di SO _x , NO _x , PM, CO, H ₂ S, NH ₃ , IPA, tracce di Metalli e loro composti e VOC	Spurghi acqua di caldaia		Upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Turbine a gas	Emissioni di SO _x , NO _x , PM, CO, VOC			Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Oli esausti, materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	
Unità TAE	Emissioni di VOC (fuggitive), H ₂ S, NH ₃ ,	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;	Normali, avviamento, spegnimento, upset ed emergenza	
			Fanghi e materiali di pulizia e manutenzione	Manutenzione	

3 – CARATTERIZZAZIONE DEI PROCESSI DAL PUNTO DI VISTA AMBIENTALE

Processo	Elenco inquinanti significativi			Condizioni operative	Note
	Aria	Acqua	Rifiuti		
Unità BD e Torce	Emissioni di SOx, NOx, PM, CO2	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		Normali	
			Materiali di pulizia e manutenzione.	Manutenzione	

4. 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.

4.1 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 – generalmente annuale;
- manutenzione e verifiche di legge – generalmente biennale;
- fermata generale di manutenzione – generalmente quadriennale;
- pianificazione produttiva;

Nella seguente figura viene illustrato il piano di fermate per manutenzione previsto per il 2007 da parte della raffineria.

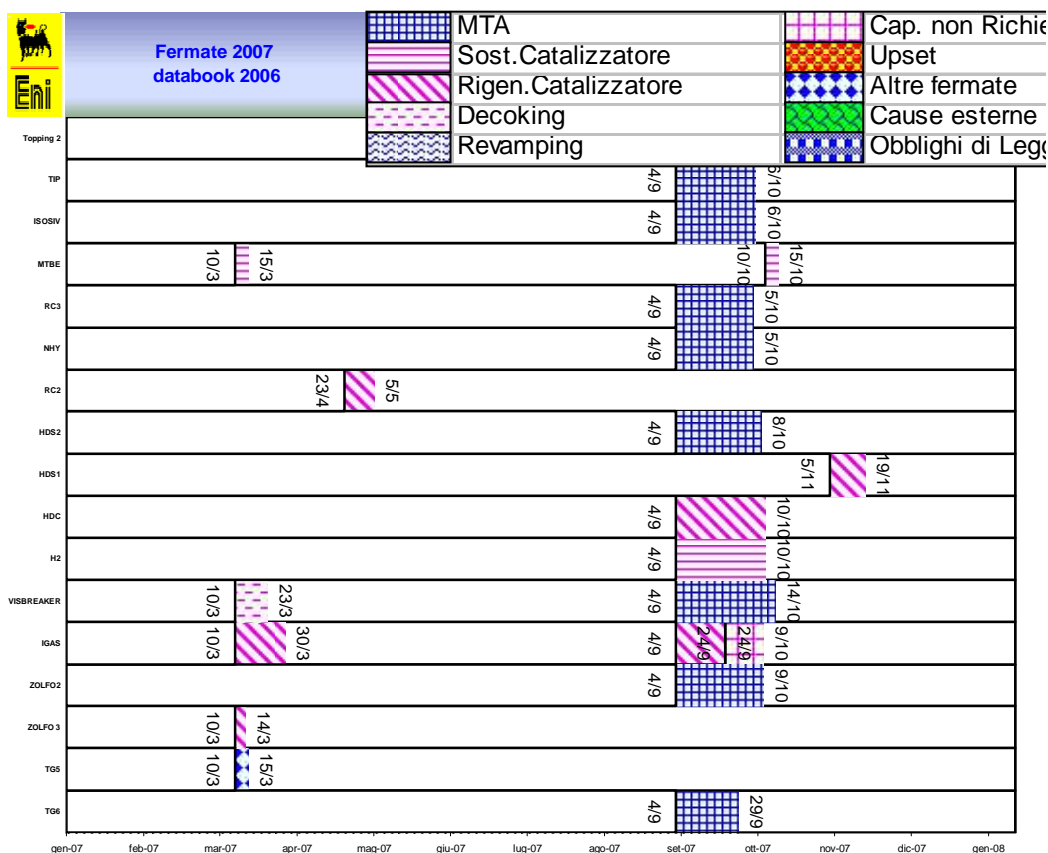


Figura 4-1 – Diagramma temporale fermate 2007

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 alterazione ambientale che ne deriva.

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;
- verifica e sostituzione di apparecchiature e componenti;

Oltre alle attività di manutenzione, sono previste eventuali attività di miglioramento delle unità.

Tipicamente le attività di manutenzione vengono affidate in appalto a ditte esterne le quali sono tuttavia tenute al rispetto delle procedure di Raffineria di Sannazzaro, 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 Sannazzaro, il quale si occupa di garantire che le attività vengano svolte nel rispetto delle procedure previste.

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

- emissioni incontrollate in atmosfera durante le fasi di svuotamento apparecchiature – generalmente è previsto un collettamento temporaneo al circuito di blow-down durante tali attività;
- emissioni di polverino di carbone a seguito di decoking termico – la raffineria predilige il decoking meccanico grazie all'ausilio di pig;
- 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;
- 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;
- produzione incontrollata di rumore - la raffineria predilige il decoking meccanico dei propri forni;

La raffineria provvede inoltre a tutte le attività di raccolta, deposito temporaneo, deposito preliminare, trattamento di inertizzazione di alcune tipologie di rifiuti non pericolosi (affidato ad un operatore che opera nell'ambito di un contratto di servizi regolarmente autorizzato) e successivo avvio a smaltimento nella discarica interna (Discarica di di tipo 2B autorizzata con DGR 41313 della Regione Lombardia del 05/02/1999 e successivo rinnovo DGR 18598 del 05/08/2004). Le rimanenti tipologie di rifiuti vengono inviate allo smaltimento esterno a ditte autorizzate.

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 Vacuum, HDS 1, HDS 2 e HDC). La frequenza di esecuzione delle attività descritte è variabile, come si vede dall'esempio riferito al Data Book 2007 riportato nella tabella seguente.

Unità	Tipologia fermata	Durata (gg)	Frequenza (mesi)
Vacuum VAC	Decoking	10	36
Visbreaker VSB	Decoking	14	6
MTBE	Rigenerazione catalizzatore	6	6
Idroisomerizzazione HYDROISO	Rigenerazione catalizzatore	6	6
Reformer RC 2	Rigenerazione catalizzatore	13	12
Hydrocracker HDC	Rigenerazione catalizzatore	37	15
	Sostituzione catalizzatore	32	48
Hydrocracker HDC2	Rigenerazione catalizzatore	-	15
	Sostituzione catalizzatore	-	24
Desolforazione kerosene HDS3	Secondo obblighi di legge	15	36
Desolforazione gasolio HDS1	Sostituzione catalizzatore	15	24
Desolforazione gasolio HDS2	Rigenerazione catalizzatore	25	15
Zolfo 2 SRU 2	Scrematura del catalizzatore	5	12
Zolfo 3 SRU 3	Scrematura del catalizzatore	5	12
Zolfo 4 SRU 4	Scrematura del catalizzatore	-	12

4.2 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 9 – Caratteristiche funzionamento e transitori per le unità di raffineria

n° unità	Unità	Funzionamento	Tempo avvio	Tempo arresto	Aspetti ambientali significativi
53	DP 1	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
10	DP 2	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
57	VAC	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
23	HDC	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
34	HDC2	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
58/ 59/ 59S	FCC	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
11	VSBr	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
-	SDA	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
66	HDS1	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
18	HDS2	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.

4 – DESCRIZIONE FUNZIONAMENTO

52	HDS3	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
51/ 27	RC2	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
13	RC3/ PSA 3	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
60	Merox GPL 1	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
61	Merox GPL 2	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
62	Merox Bz leggere	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
63	Merox Bz pesanti	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
39	Merich m	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
69	Minalk	Continuo			Vessel di trattamento: dreni di soda in fogna.
25/ 19	H2/PSA 2	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
68	MTBE	Continuo			nessuno
65	HYDRO ISO	Continuo			nessuno
50	TIP/ PSA 1	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
55	ALKY	Continuo			Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici. Reattori: dreni di acido fosforico nella fogna di reparto a neutralizzazione.
54	ISOSIV	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
70	BTL	Continuo			nessuno
29	CDTEC H	Continuo			Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
12	NaHy	Continuo			Forno unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.

80	CTE	Continuo			Caldaie e turbine a gas: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento delle concentrazioni di SO ₂ , CO, NO _x , PM) e variazione dei consumi energetici specifici.
30/ 31/ 33/ 37	Gassificazione				Forno unità: variazione dei consumi energetici specifici.
64	GS1	Continuo			nessuno
15	GS2	Continuo			nessuno
56	DES GAS 1	Continuo			Reattori: dreni di ammina povera o ricca in fogna.
16	DES GAS 2	Continuo			Reattori: dreni di ammina povera o ricca in fogna.
26	DES GAS 3	Continuo			Reattori: dreni di ammina povera o ricca in fogna.
36	DES GAS 4	Continuo			Reattori: dreni di ammina povera o ricca in fogna.
71/ 78/35	SWS 2, SWS 3, SWS4	Continuo			Vessel: sfiati di vapori di NH ₃ e H ₂ S in atmosfera. Vessel: dreni di acque acide in fogna
17	ZOLFO 2	Continuo			Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni SO ₂) e variazione dei consumi energetici specifici.
77 e 77S	ZOLFO 3 e SCOT	Continuo			Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni SO ₂) e variazione dei consumi energetici specifici.
-	ZOLFO 4 e TGTU	Continuo			Forni unità: variazione qualitativa delle emissioni in atmosfera (generalmente aumento concentrazioni SO ₂) e variazione dei consumi energetici specifici.
76/ API	TAE	Continuo			Unità trattamento reflui: variazione qualitativa delle acque reflue scaricate con possibile aumento delle concentrazioni di sostanze inquinanti.

4.3 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 Sannazzaro 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 10 – Documenti di riferimento per la gestione in condizioni anomale

Codice Documento	Titolo	Rev. N°	Data entrata in vigore
PAMB 08	Gestione anomalie/emergenze ambientali di Raffineria	01	29 ottobre 2002
I.O. 22	Comitati/sottocomitati di sicurezza salute e ambiente	01	4 febbraio 2003
I.O. 17	Controlli di sicurezza ambiente housekeeping	00	29 ottobre 2002
PAMB 11	Non conformita' ambientali 24/02/03	01	
I.O. 11	Messa in sicurezza e bonifica impianti catalitici	00	29 ottobre 2002
I.O. 12	Messa in sicurezza e bonifica impianti non catalitici	00	29 ottobre 2002
I.O. 16	Bonifica impianti desolforazione gas		
I.O. 30	Gestione Fuori Norma Acque Di Scarico Sws	01	22 marzo 2006
I.O. 24	Fermata impianti Zolfo 2 e Zolfo 3	00	29 ottobre 2002
	Regolamento di Sicurezza (REGSIC) e Norme di Sicurezza per il personale di Imprese operanti nella Raffineria.		
SGS-SIC-004	Verifica Impianti Elettrici	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-005	Sistemi antincendio	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-006	Verifica linee e apparecchiature	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-007	Verifica allarmi e blocchi	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-009	Analisi dei pericoli	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-010	Analisi Dei Rischi	02	Ottobre 2004
SGS-SIC-011	Parametri operativi critici	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-016	Grandi manutenzioni	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-018	Approvvigionamento elementi critici	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-019	Infortuni, incidenti, quasi incidenti	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-027	Verifiche ispettive (audit)	01	Ottobre 2004
SGS-SIC-030	piano di emergenza interno	01	Ottobre 2004

5. UNITÀ AUSILIARIE E MINORI

Oltre agli impianti di processo esistono varie altre unità appartenenti ai Servizi Ausiliari o *Utilities* di raffineria fra cui compare il "Sistema blow-down" e la "Torcia di emergenza".

5.1 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 depressionamento rapido, ...).

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 (a slop), mentre i gas incondensabili, attraverso una tenuta idraulica di sicurezza, vengono bruciati in quota attraverso apposite torce.

La presenza ed il funzionamento delle torce 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, nella più grave delle situazioni di emergenza, lo scarico contemporaneo e la combustione completa di tutti i vapori e gas provenienti dagli impianti di Raffineria.

La Raffineria, a tal fine prevede, 3 linee separate (collettori blow-down) per la raccolta ed il convogliamento dagli impianti di scarichi liquidi, scarichi gassosi contenenti idrocarburi e scarichi gassosi con presenza accidentale di idrogeno solforato.

I collettori sono asserviti a:

- Torcia "nuova" (1 collettore): dedicata alla combustione degli scarichi provenienti dagli Impianti dell'Isola 13 ed in particolare del compressore Hydrocracking (che opera ad elevate condizioni di pressione)
- Torcia "vecchia" (2 collettori): dedicata ai restanti impianti di Raffineria

Entrambi gli impianti sono localizzati in SOI OVEST e gestiti dal personale di Reparto, che esercisce i sistemi separatamente, in modo da garantire un'opportuna flessibilità operativa; in caso di necessità (per interventi di manutenzione o particolari esigenze di Reparto) è possibile interscambiare gli scarichi dei due complessi, destinandoli con opportuni accorgimenti impiantistici a torce diverse.

Ogni torcia è dotata di fiamme pilota alimentate a gas (derivante dalla rete fuel gas di Raffineria), che sono mantenute automaticamente sempre accese, anche in condizioni normali (o di non emergenza), immettendovi un piccolo quantitativo di fuel gas, al fine di garantire la combustione completa ed immediata in caso di scarico di emergenza.

Le torce, inoltre, sono dotate di sistema "smokeless", attraverso dosaggio automatico di vapore (controllato da Sala Controllo) al centro ed in prossimità della sommità della torcia in modo da generare turbolenza nella massa del gas da bruciare, con contemporanea aspirazione di aria comburente al centro della fiamma, rallentando la velocità di condensazione delle particelle carboniose e determinandone un raffreddamento in grado di bloccare la formazione di nerofumo durante la combustione.

Ogni torcia è affiancata (in modo coassiale) ad una piccola torcia acida, di analogo funzionamento, destinata alla combustione degli scarichi funzionali ricchi di zolfo (idrogeno solforato), provenienti, in caso di blocco/malfunzionamento, dagli Impianti di SRU e DESGAS di Raffineria.

Tali scarichi necessitano di rete dedicata in quanto la corrente gassosa potenzialmente in ingresso (contenente H₂S ad elevata concentrazione ed in presenza di umidità) è notevolmente corrosiva; per questo motivo il collettore di scarichi acidi è tracciato con vapore di flussaggio per evitare condensazioni e tenere pulite le linee/collettori.

La fase liquida separata nel knock-out drum viene inviata al SWS.

Analogamente a quanto previsto per le torce idrocarburiche, anche in questo caso i collettori delle due piccole torce acide possono essere interscambiati, in funzione di specifiche esigenze operative.

Ogni torcia, infine, è dotata di un sistema di recupero gas, composto da 3 compressori (di cui almeno 2 sempre in marcia, per una capacità fino a 1,5 t/h), che aspirano il gas immesso nella rete, prima delle guardie idrauliche, inviandolo nuovamente alla sezione di lavaggio e, quindi, alla rete fuel gas di Raffineria (dove viene miscelato con il restante gas prodotto).

Si rimanda ai Manuali Operativi di Impianto per ogni ulteriore dettaglio relativo alla descrizione del processo e apparecchiature ed alle condizioni operative (normali, anomali e di emergenza) che caratterizzano l'esercizio delle 2 torce.

5.2 Nuovo sistema di Blowdown e Torce

L'unità consiste di due sistemi separati:

1. Sistema Torcia Idrocarburi;
2. Sistema Torcia Acida.

La funzione della Torcia Idrocarburi è di raccogliere e distruggere tutti gli scarichi gassosi di emergenza, nonché piccoli sfiati di processo (quali per esempio quelli dalle tenute dei compressori) che non possono essere trattati diversamente. Essa è inoltre dimensionata per il caso di depressurizzazione di emergenza dell'impianto.

Attraverso il collettore di torcia gli scarichi sono convogliati dal Blowdown Drum (F-3474) dell'impianto Idrocracker al K.O. Drum Idrocarburi, dimensionato per prevenire la possibilità di trascinarsi di liquido verso la Torcia. I liquidi recuperati nel K.O. Drum (idrocarburi ed acqua) sono inviati al serbatoio di slop esistente.

Dal K.O. Drum i gas, attraverso il collettore principale, raggiungono la guardia idraulica e vengono avviati al camino di torcia.

La guardia idraulica è alimentata con acqua dalla rete acqua industriale di raffineria.

L'altezza del camino di torcia è attualmente prevista pari a 160 m.

La funzione della Torcia Acida è di raccogliere gli scarichi gassosi di emergenza dalle unità 35 (SWS) e 36 (Rigenerazione Ammine), ricchi in H₂S.

Attraverso il collettore di torcia acida gli scarichi sono convogliati dal Blowdown Drum Acido dell'Impianto Idrocracker al K.O. Drum Acido, dimensionato per prevenire la possibilità di trascinarsi di liquido verso la Torcia. I liquidi recuperati nel K.O. Drum (idrocarburi ed acqua) sono inviati al serbatoio di slop esistente

Dal K.O. Drum i gas, attraverso il collettore principale, vengono avviati al camino di torcia.

Entrambe le torce e i collettori di blow-down sono purgati in continuo con fuel gas, o Azoto come back-up, allo scopo di assicurare un flusso minimo continuo nel camino e prevenire il ritorno di aria nel camino e la formazione di miscela esplosiva nello stesso. L'alimentazione di gas di purga è prevista all'inizio dei collettori principali e di ciascun sub-collettore. In caso di bassissima pressione nella rete fuel gas, valvole automatiche assicurano l'alimentazione alternativa di gas dalla rete Azoto.

"Filtri molecolari" sono previsti in cima al camino, immediatamente a monte dei bruciatori, per ridurre il consumo di gas di purga.

In caso di mancanza di gas, essi sono in grado di garantire contro il ritorno di fiamma nel camino per diverse ore.

La torcia è dotata di bruciatori pilota sempre accesi, in grado di assicurare l'ignizione di tutti i gas combustibili scaricati in qualsiasi condizione di vento. In caso di spegnimento di uno dei piloti, un segnale di allarme è inviato in sala controllo. I piloti possono essere riaccesi mediante un sistema generatore di fronte di fiamma posizionato al suolo. Inoltre, la torcia è continuamente monitorata da sala controllo tramite sistema televisivo a circuito chiuso.

La torcia acida e quella idrocarburi sono previste, in via preliminare, per assicurare la combustione completamente "smokeless" (priva di fumo) fino al 40% della portata massima di scarico di progetto (24 t/h di gas con peso molecolare 22.3 per la torcia acida e 435 t/h di gas con peso molecolare 13.5 per quella idrocarburi). Per assistere la combustione smokeless, è previsto il soffiaggio di aria ausiliaria di combustione.

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 (Maintenance Turn Around o 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 prestazionali⁴ (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.

⁴ La definizione di tali indicatori prestazionali è fornita da Solomon Consultants, nell'ambito del proprio Survey Study cui la Raffineria di Sannazaro aderisce con cadenza bi-annuale.

Tabella 11 – Fermate non programmate per l'anno 2004 in ore

Unità	Upset tecnici	Upset esercizio	Cause esterne Meteo	Descrizione
VAC	168 ore			- Perdita da linea di fondo colonna E5701 (Gennaio '04)
	264 ore			- Perdita da tubazione ultima fila radiante primo passo (Novembre '04)
HDC	264 ore			- Fermo motori pompe J2302 per alte vibrazioni (Febbraio '04)
	108 ore			- Perdita dal dreno del C2302 (Maggio '04)
	36 ore			- Perdita dal tappo sul corpo della VDR (Luglio '04)
	12 ore			- Rottura valvole compressori J2302A/B (Agosto '04)
VSB	60 ore			- Perdita da linea di bypass PSV11024 (Maggio '04)
	288 ore			- Fermata per Decoking B1101 (Aprile '04)
	312 ore			- Fermata per Decoking B1101 (Dicembre '04)
HDS3	636 ore			Revamping impianto. Durata prevista 28 gg (Gennaio 04)
RC2				
RC3/ PSA 3	72 ore			Fermata per sostituzione C1212 (Maggio '04)
MTBE	144 ore			Fermata per sostituzione catalizzatore D6801/F6808 A-B/F6809 (settembre '04)
ALKY	48 ore			Perdita da flangia del bocchello del reattore D5551 (Febbraio '04)
NaHy	72 ore			Fermata per sostituzione C1212 (Maggio '04)
ISOLA 7	12 ore			Blocco impianti per abbassamento di tensione alla Fase S dell'UPS (Maggio '04)

6.2 Analisi della gestione dei malfunzionamenti

Come già descritto in precedenza la raffineria è dotata di un sistema di gestione integrato per l'ambiente, la qualità e la sicurezza. Nell'ambito del sistema 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 va considerata la procedura:

- PAMB 08 – "Gestione anomalie/emergenze ambientali di raffineria".

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.

7. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

7.1 Unità Topping 1 – unità 53 e Vacuum – unità 57

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1963
Licenziatario: Foster Wheeler/ SnamProgetti
Costruttore: Foster Wheeler/ SnamProgetti
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto (Topping, unità 53 e Vacuum, unità 57) esplicano la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi.

La sezione Topping ha una capacità, di lavorazione pari a 16.710 t/d di greggio mentre la sezione Vacuum ha una capacità di 13.300 t/d. Esso include le sezioni di desalting, preflash, distillazione atmosferica, distillazione a vuoto, frazionamento e stabilizzazione benzine.

La carica, dopo il treno di preriscaldamento con diversi scambiatori di calore (operanti su diversi stream effluenti dalle sezioni di impianto) viene inviata al desalter F5301 A/B.

Il desalter è del tipo elettrostatico monostadio. L'acqua inviata al desalter proviene da un vessel di accumulo (F-5318), all'interno del quale fluiscono i recuperi di acqua da vari impianti della Raffineria, principalmente dai separatori di testa delle varie colonne dell'impianto Topping, dal separatore di testa dell'impianto Vacuum ed eventualmente dagli impianti di Sour Water Stripper. I quantitativi di acqua miscelati al grezzo allo scopo di aumentarne la conducibilità e favorire la separazione corrispondono a circa il 5% in peso del grezzo trattato. La carica, prima dell'avvio al desalter, viene addizionata con prodotti chimici disemulsionanti (disemulsionante Nalco) per aiutare la separazione dei sali dal greggio: il disemulsionante viene dosato in un quantitativo pari a circa 5 ppm in peso del grezzo trattato. L'acqua scaricata dal desalter viene convogliata ad un filtro "FACET", l'F-5306, per la separazione di olio e acqua prima dell'invio all'impianto di trattamento acque reflue. Il principio di funzionamento del filtro si basa sul tempo di permanenza dell'acqua emulsionata nel recipiente, dove per differenza di densità avviene la separazione. L'operazione di separazione dell'olio dalla fase acquosa è inoltre facilitata da un serpentino di riscaldamento posto sul flusso d'ingresso e dal successivo passaggio della soluzione attraverso un setto coalescenze che ha la funzione di ingrandire le goccioline di idrocarburi facilitandone la separazione. Sulla sommità del filtro è posto un secondo serpentino che ha lo scopo di mantenere bassa la viscosità degli idrocarburi separati che vengono quindi inviati a slops. L'acqua scaricata dal fondo del filtro viene ulteriormente raffreddata ed inviata in fogna oleosa e quindi a trattamento.

La carica, dopo il passaggio nel desalter, prosegue il suo treno di preriscaldamento e perviene ad un ricevitore F-5341 che effettua un preflash che separa parte dei vapori (inviati direttamente in colonna) mentre la carica liquida perviene al forno B-5301 e quindi alla colonna di distillazione E-5301.

La colonna prevede 4 tagli laterali (Kero, GOL1, GOL2 e HGO) che vengono inviati alle colonne di strippaggio a vapore per i tagli laterali (E-5302 A/B/C/D). Il residuo di fondo colonna viene invece inviato alla successiva colonna di frazionamento sotto vuoto E-5701 previo riscaldamento nel forno B-5701. La colonna è caratterizzata da 3 tagli laterali (LVGO e HVGO1 e HVGO2). La colonna di distillazione dell'unità E-5701 opera ad una pressione assoluta di 12 mmHg in testa colonna (valori medi). Tale valore risulta inferiore al valore indicativo di 25 mmHg indicato dalla LG sulle MTD per le raffinerie. Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Il sistema a vuoto è a tre stadi. Lo scarico del condensato ottenuto nel separatore è quindi inviato al desalter.

Il residuo di vuoto viene utilizzato come carica al Visbreaker.

I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

L'unità prevede inoltre una sezione di frazionamento benzine detta "di Rerun" (colonna E-5303) che produce benzine pesanti e benzine leggere. Queste vengono quindi inviate all'unità

70 (HDS benzine BTL) per la desolforazione. La benzina leggera desolforata viene quindi inviata a stabilizzazione nella colonna E-5304 che separa benzine leggere (a Total Isomerization Process, TIP), il GPL viene inviato a Merox e FG a rete di raffineria.
Il camino del forno Topping 1 è unico e convoglia anche i fumi del forno Vacuum.

Principali interventi di modifica

1981 Sostituzione forno Vacuum
1984 Integrazione impianto Topping ed impianto Vacuum
1987 Revamping forno Topping con inserimento surriscaldatore vapore BP in convettiva
1988/89 Inserimento di una sezione di preflash. Interventi di integrazione energetica
1995 Revamping colonna Rerun con invio della testa in un HDS (unità 70) e rientro nella colonna

7.2 Unità Topping 2 – unità 10

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1976
Licenziatario: SnamProgetti
Costruttore: SnamProgetti
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto Topping 2 (unità 10) esplica la funzione di frazionare l'olio grezzo, separando dal residuo i distillati leggeri e medi. Ha una capacità, di lavorazione pari a 13.600 t/d di greggio. E' costituito essenzialmente dalle sezioni di desalting, preflash e distillazione atmosferica, stripper prodotti, oltre che dal forno di processo. Tale forno (B-1001) è asservito da bruciatori di tipo Low NOx.

La carica, dopo il treno di preriscaldamento con diversi scambiatori di calore (operanti su diversi stream effluenti dalle sezioni di impianto) viene inviata al desalter 10-DE-1.

Il desalter è del tipo elettrostatico monostadio. L'acqua inviata al desalter proviene da un vessel di accumulo (F-1008), all'interno del quale fluiscono i recuperi di acqua da vari impianti della Raffineria, principalmente dai separatori di testa delle varie colonne dell'impianto Topping, dal separatore di testa della colonna vuota dell'unità Visbreaker ed eventualmente dagli impianti di Sour Water Stripper. La quantità di acqua in ingresso al desalter varia tra 7 e 20 t/h in funzione della tipologia di greggio trattata. La carica, prima dell'avvio al desalter, viene addizionata con prodotti chimici disemulsionanti (disemulsionante Nalco) per aiutare la separazione dei sali dal greggio: il disemulsionante viene dosato in un quantitativo pari a circa 3 ppm in peso del greggio trattato. L'acqua scaricata dal desalter viene convogliata ad un filtro "FACET", l'F-5306, per la separazione di olio e acqua prima dell'invio all'impianto di trattamento acque reflue. Il principio di funzionamento del filtro si basa sul tempo di permanenza dell'acqua emulsionata nel recipiente, dove per differenza di densità avviene la separazione. L'operazione di separazione dell'olio dalla fase acquosa è inoltre facilitata da un serpentino di riscaldamento posto sul flusso d'ingresso e dal successivo passaggio della soluzione attraverso un setto coalescenze che ha la funzione di ingrandire le goccioline di idrocarburi facilitandone la separazione. Sulla sommità del filtro è posto un secondo serpentino che ha lo scopo di mantenere bassa la viscosità degli idrocarburi separati che vengono quindi inviati a slops. L'acqua scaricata dal fondo del filtro viene ulteriormente raffreddata ed inviata in fogna oleosa e quindi a trattamento.

La carica, dopo il passaggio nel desalter, prosegue il suo treno di preriscaldamento e perviene alla colonna di preflash 10-C-3N che effettua un preflash e separa la parte gassosa (inviata direttamente all'accumulatore di riflusso 10-V-1) mentre la carica liquida perviene al forno 10-H-1 e successivamente alla colonna di distillazione 10-C-1.

La colonna prevede 3 tagli laterali (Kero, GOL e GOP) che vengono inviati alle colonne di stripping a vapore per i tagli laterali (10-C-2 A/B/C). Il residuo di fondo colonna può essere inviato alla sezione di Vacuum o a stoccaggio.

I distillati sono inviati ai successivi processi per il miglioramento qualitativo (upgrading).

Le parti leggere di testa colonne vengono condensati ed inviati all'accumulatore di riflusso 10-V-1; i gas vengono successivamente condensati ed inviati all'accumulatore di prodotto 10-V.2 per separare la parte gassosa (a recontacting Visbreaker) dalla parte liquida, miscela di benzina leggera e pesante, che è inviata al Naphta Hydrobon.

Il camino del forno Topping 2 è unico, centralizzato per SOI Ovest e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Naphta Hydrobon, Reforming RC3, Desolforazione HDS 2, Visbreaker, impianto Idrogeno e Hydrocracking.

Principali interventi di modifica

1988 Modifica forno con riduzione della capacità
2003 Interventi di miglioramento consumi energetici mediante inserimento colonna di preflash. Adeguamento dei bruciatori del forno per bruciare gli stream della Gassificazione

7.3 Unità Visbreaking – unità 11

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1989
Licenziatario: MW Kellogg
Costruttore: MW Kellogg
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Visbreaking (unità 11) ha lo scopo di ottenere frazioni leggere (GPL, benzina) e gasolio da alimentare all'impianto di desolfurazione gasoli e di cracking catalitico, a partire dal residuo proveniente dagli impianti di distillazione a vuoto o atmosferica.

L'impianto è in grado di trattare 5.100 t/d di residuo da vacuum.

La carica viene riscaldata mediante un treno di preriscaldamento con gli effluenti delle colonne di frazionamento e quindi alimentata al forno di reazione B-1101. All'uscita le reazioni di cracking termico vengono arrestate mediante miscelazione con HGO prelevato dalla colonna di frazionamento atmosferico.

Il prodotto uscente viene inviato alla colonna di frazionamento atmosferica E-1101 avente 2 tagli laterali (LGO e HGO). Il primo taglio (LGO) viene strappato nella colonna E-1102 mentre il secondo viene utilizzato come pumparound e come prodotto per l'arresto del cracking. La testa viene raccolta in un ricevitore di riflusso per la separazione dei gas incondensati e della naphta. Il fondo viene inviato alla colonna di frazionamento sottovuoto E-1103. Questa colonna è dotata di 2 tagli laterali (LVGO e HVGO).

Il fondo colonna, miscelato con slop wax (taglio laterale), viene inviato a stoccaggio come bitume o fuel oil, miscelato, se opportuno, con cutter stocks o con LGO.

I prodotti distillati vengono inviati ai successivi trattamenti di upgrading.

L'unità prevede inoltre una sezione di recontacting che tratta i gas prodotti nelle varie sezioni dell'impianto e i gas dell'unità Topping 1, desolfurazioni e Topping 2. I gas compressi mediante il compressore J-1151 A/B vengono raffreddati ed inviati ad un accumulatore, dove vengono separate le tre correnti: gas (inviati alle unità DesGas 1 e 2), benzina e acque acide, inviate a trattamento al SWS.

Il camino del forno Visbreaking è unico, centralizzato per SOI Ovest e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Naphta Hydrobon, Reforming RC3, Desolfurazione HDS 2, impianto Idrogeno e Hydrocracking..

Principali interventi di modifica

2003 Modifiche della colonna di frazionamento a vuoto con nuovo distributore della carica in colonna

7.4 Unità Hydrocracking – unità 23

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1992
Licenziatario: UNOCAL/UOP
Costruttore: UNOCAL/UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Hydrocracking (unità 23) ha lo scopo di convertire in parte le frazioni pesanti da vuoto in prodotti più leggeri, operando contemporaneamente una spinta desolforazione e denitrificazione. L'impianto è di tipo Mild Hydrocracking (conversione parziale) ed è in grado di trattare 4.800 t/d di carica. La carica è distillato di vuoto direttamente dagli impianti (calda) o da stoccaggio.

La carica liquida viene preriscaldata a spese dell'effluente reattori e miscelata con l'idrogeno di make-up, anch'esso preriscaldato e perviene quindi al forno B-2301. La carica combinata entra nel primo reattore D-2301 (P = 118 bar, T = 390°C) con catalizzatore tipo NiMo che promuove le reazioni di desolforazione e denitrificazione spinte della carica. Il primo reattore è seguito da un secondo reattore D-2302, dove avviene la conversione (cracking) vera e propria. In entrambi i reattori è previsto un quench di idrogeno freddo, per controllare le temperature di reazione. Il forno B-2301 è dotato di bruciatore di tipo Low NOx.

L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato mediante scambio con la carica e mediante un air-cooler finale, dopo di che perviene al separatore AP F-2302 (operante a 103 bar) dove si separa il gas di riciclo, ricco in idrogeno.

Dal separatore AP il liquido viene espanso ed inviato nel separatore BP F-2303 (operante a 20 bar) dal quale si separa la parte gassosa e il prodotto liquido che viene caricato alla colonna di frazionamento.

La sezione di frazionamento separa i prodotti leggeri delle reazioni di cracking (GPL, naphta, kerosene e gasolio) dal fondo non convertito, che viene usato come carica per l'unità di cracking catalitico (FCC).

La carica alla sezione di frazionamento perviene alla prima colonna E-2301, ribollita mediante il forno B-2302B per la separazione del prodotto di testa (FG e GPL) dal fondo che viene alimentato, attraverso il forno B-2302A, alla colonna frazionatrice E-2302. La testa della colonna, condensata, perviene all'accumulatore di riflusso dal quale viene estratta naphta. Il taglio Kero viene inviato ad una sezione di dearomatizzazione (operante con il reattore D-2305) mentre il taglio Gasolio viene strappato con vapore (colonna E-2304) e successivamente essiccato sotto vuoto. Il fondo infine viene inviato a stoccaggio.

I gas ed i GPL prodotti dall'impianto vengono inviati all'unità DesGas 3 ove sono sottoposti ad un lavaggio amminico e quindi inviati in rete FG.

I prodotti dell'impianto presentano un elevato grado di desolforazione e possono essere inviati a successivi impianti di trattamento oppure direttamente al blending finale dei prodotti finiti.

Il camino dei forni Hydrocracking è unico, centralizzato per SOI Ovest e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Naphta Hydrobon, Reforming RC3, Desolforazione HDS 2, Visbreaker e impianto Idrogeno.

Principali interventi di modifica

1997 Sostituzione forno B-2301 di carica H2 in seguito a danneggiamento
2002 Sostituzione forno B-2302B per riscontrati fenomeni di corrosione. Inserimento sezione di dearomatizzazione per il kerosene.

7.5 Unità FCC – unità 58/59/59S

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1963
Licenziatario: UOP
Costruttore: UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Cracking Catalitico FCC (unità 58 per la sezione di reazione e rigenerazione catalizzatore, unità 59 per le sezioni di frazionamento) ha lo scopo di convertire distillati pesanti in prodotti più leggeri. L'impianto è del tipo Fluid Catalytic Cracking ed è in grado di trattare 5.400 t/d di carica costituita da residuo atmosferico da Topping, HVGO da Vacuum e fondo Hydrocracking, cariche a basso tenore di zolfo (0,3 – 0,4 % di zolfo).

L'unità consta essenzialmente delle seguenti sezioni:

- sezione di reazione;
- sezione di rigenerazione del catalizzatore;
- sezione di frazionamento;
- sezione di compressione gas e trattamento benzina.
- sezione splitter propano/propilene (considerata come unità a parte secondo lo schema di raffineria).

La carica raccolta in un ricevitore viene riscaldata in un treno di scambio e quindi nel forno B-5803, da cui è inviata al reattore di cracking catalitico. Il catalizzatore utilizzato è costituito essenzialmente da allumina, silice e terre rare. E' caratterizzato da una resistenza meccanica (definito mediante il Davison Index, che nel caso specifico risulta generalmente compreso tra 4 e 5 in una scala da 1 a 20) buona rispetto alla media dei catalizzatori disponibili sul mercato e quindi risulta tra i più resistenti all'attrito.

Il prodotto del reattore viene quindi inviato alla sezione di frazionamento, alimentato direttamente alla colonna principale E-5801. La colonna prevede 3 tagli laterali (Naphta, LCO, HCO). I primi 2 tagli vengono strippati con vapore rispettivamente nelle colonne E-5802C, E-5802B e mandati a stoccaggio. Il taglio HCO ed il fondo colonna vengono inviati nel WHB C-5811 e quindi, una volta uniti sono in parte riciclati al reattore e in parte inviati a stoccaggio come olio chiarificato.

Il circuito di testa prevede l'accumulatore di testa F-5806 per la separazione della fase gassosa, inviato alla sezione compressione gas dell'impianto e la parte liquida, inviata alla sezione trattamento benzine.

La sezione di compressione gas prevede la ricompressione dei gas mediante il compressore a 2 stadi J-5910N e quindi l'invio al separatore AP F-5903. Questo separa i gas, inviati alla colonna di recontacting E-5901 con il liquido (benzina) proveniente dal F-5806, dal liquido inviato allo stripper E-5903. Il liquido viene riciccolato al separatore F-5903 mentre i gas provenienti dalla colonna E-5901 vengono inviati alla successiva colonna E-5902 per il recontacting secondario con LCO. Il gas prodotto dalla sezione viene inviato alla colonna E-5908 per il lavaggio amminico. Il liquido viene invece inviato allo stripper E-5903 che fornisce l'alimentazione alla colonna DeButanatrice E-5904 per la separazione dei GPL, inviati al trattamento Merox di rimozione dei mercaptani (unità 60 e 61), dalle benzine, inviate al trattamento Minalk (unità 69). Il GPL, una volta trattato ai Merox, ritorna all'unità FCC e viene inviato nella colonna DePropanatrice E-5906 per la separazione dei C3, inviati alla sezione splitter propano/propilene e dei C4, (prevalentemente buteni), inviati all'impianto MTBE.

Lo splitter propano/propilene è costituito dalla colonna E-5960, ribollita sul fondo da uno scambiatore alimentato con HVGO da Vacuum e dal ricevitore di testa F-5960. Il propilene (polymerization grade) viene sottoposto ad un trattamento di disidratazione. I prodotti (propano e propilene) vengono entrambi inviati a stoccaggio.

Nella sezione di rigenerazione del catalizzatore avviene la combustione del coke formatosi sul catalizzatore con produzione di flue gas in pressione che viene sottoposto a diversi trattamenti: separazione delle polveri mediante sistema di ciclone terziario e quaternario, turbo expander, CO boiler, filtri elettrostatici ed infine sistema di rimozione dei composti solforosi tipo BELCO. L'efficienza complessiva di rimozione delle polveri garantita di tali sistemi

risulta pari al 95%. La riduzione delle emissioni di particolato è inoltre assicurata dall'utilizzo di un sistema chiuso per il carico e scarico del catalizzatore. In particolare, lo scarico del catalizzatore, avviene con l'ausilio di un Vacuum-Track.

L'unità BELCO di rimozione dei composti solforosi contenuti nella corrente gassosa è composta da 3 distinte sezioni:

- sezione di scrubbing del flue gas;
- sezione di rigenerazione;
- sezione di stoccaggio;

Nella prima sezione (di scrubbing) il flue gas viene trattato mediante un lavaggio con una soluzione "buffer" che viene successivamente rigenerata nella sezione di rigenerazione.

L'unità è progettata per trattare una corrente di flue gas avente una portata di 180.000 Nm³/h. I fumi lavati vengono scaricati nel nuovo camino (S05 new) dotato di sistema di monitoraggio emissioni in continuo.

Per quanto concerne la parte emissiva dell'impianto di Cracking Catalitico, normalmente la maggior parte della flue gas prodotta viene inviata all'unità di lavaggio fumi FCC, impianto BELCO.

Verifiche legate ad aspetti di sicurezza e affidabilità impianti hanno evidenziato la necessità che il camino esistente S05, posto a monte dell'impianto di lavaggio, deve essere tenuto in temperatura mediante un flussaggio con fumi caldi.

Pertanto, per garantire comunque il controllo e il rispetto dei limiti di legge, si sono dotati entrambe i camini di cabine di nuova generazione dotate di analizzatori in continuo per la rilevazione di SO₂, NO_x, CO, PST, portata, ossigeno e temperatura.

Nel Sistema di Monitoraggio Emissioni di Raffineria si è poi realizzato un punto di emissione unico che tiene conto sia della portata che della concentrazione di inquinanti complessiva di entrambi i camini.

Principali interventi di modifica

- 1989** Inserimento sezione filtri elettrostatici
- 1994** Sostituzione reattore FCC
- 2002** Inserimento sezione TurboExpander accoppiato al motore del blower
- 2003** Installazione del sistema BELCO per la rimozione dei composti solforati.
- 2004** Inserimento sezione di desolforazione benzine FCC (CDTech)
- 2006** – Inserimento quarto stadio

7.6 Unità di Desolforazione Benzine Naphta Hydrobon – unità 12

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1976
Licenziatario: UOP/SnamProgetti
Costruttore: UOP/SnamProgetti
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto Naphta Hydrobon (unità 12) ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo delle benzine. Lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 45 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatore NiMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 0,5 ppm.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 3.800 t/d di benzine (proveniente da Topping 1, Topping 2, Hydrocracking, benzina dalla sezione di recontacting, Visbreaker).

La carica in ingresso impianto, dopo un ricevitore viene miscelata con la corrente ricca di idrogeno di riciclo, integrata con H₂ di make-up. La carica combinata viene riscaldata mediante scambio termico con l'effluente reattore e successivo riscaldamento nel forno B-1201 prima di essere inviata al reattore D-1201 in serie al reattore D-1202. Tra i due reattori avviene un quench con H₂.

Il prodotto del reattore viene quindi inviato al separatore AP F-1201 per separare il gas di riciclo (riciclato all'unità, inviato al HDS 2 o inviato in rete FG, previo lavaggio amminico nella colonna E-1503) dal prodotto liquido che viene inviato ad una sezione di debutanizzazione (colonna E-1201, ribollita sul fondo dal forno B-1203) che, mediante il ricevitore di testa F-1202, separa i gas di testa, inviati all'unità Gas Saturi, unità 15, per il lavaggio amminico nella colonna E-1503 e i GPL inviati all'unità di rimozione mercaptani (Merichem, unità 39).

Il prodotto liquido (benzine) viene successivamente inviato ad una sezione splitter (colonna E-1202, ribollita sul fondo mediante il ribollitore C-1212 a vapore) per separare la benzina leggera (destinata all'Isomerizzazione TIP o a stoccaggio) dalla benzina pesante per la carica al Platforming RC3.

Il camino dei forni Naphta Hydrobon è unico, centralizzato per SOI Ovest e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Reforming RC3, Desolforazione HDS 2, Visbreaker, impianto Idrogeno e Hydrocracking.

Principali interventi di modifica

1983 Revamping con inserimento di un secondo reattore in serie al primo
1989 Revamping con sostituzione di un serpentino al forno
2003 Revamping con eliminazione del forno ribollitore B-1202 e sostituzione con ribollitore C-1212 a vapore.

7.7 Unità di Desolfurazione Benzine CD-TECH – unità 29

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 2004
Licenziatario: CD-TECH
Costruttore: SnamProgetti
Capacità di trattamento: 3.2 t/giorno

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto CDTech è un'unità di desolfurazione benzine, di recente costruzione e avviamento (dicembre 2004), che riduce il contenuto di zolfo nelle benzine FCC inviate al parco serbatoi per rispettare il contenuto di zolfo nel prodotto di benzina finita imposto dalle nuove specifiche di legge in vigore dal 2005 ed è in grado di ridurre il contenuto di zolfo della benzina da 1000 ppmwt di S nella carica sino a 20 ppmwt di S nei prodotti.

L'unità è collegata al ciclo di lavorazione della raffineria con l'impianto FCC, l'unità di compressione H₂ e stoccaggio in bomboloni, l'unità di rigenerazione dell'ammina, l'unità di recupero gas (fuel gas system a bassa pressione) e l'unità di trattamento acqua acida (sour water stripper).

L'impianto presenta 3 sezioni principali:

- CD-Hydro
- CD-HDS
- Polishing Reactor

L'impianto è progettato per trattare due tipi di nafta derivanti dall'impianto FCC, ossia nafta ad alto contenuto di zolfo e nafta a basso contenuto di zolfo, e per ciascuna carica è possibile scegliere di produrre nafta desolforata con tenore di zolfo residuo di 20 ppm oppure di 80 ppm, variando adeguatamente l'assetto dell'impianto.

L'unità di processo comprende due colonne di distillazione catalitiche, CDHydro/CDHDS, più un reattore di polishing, una colonna stripper e una colonna di distillazione convenzionale con relativi accumulatori di riflusso, pompe, ribollitori (il ribollitore della colonna CDHDS è un forno a fuoco diretto); l'unità comprende inoltre i compressori per l'idrogeno di riciclo, l'assorbitore amminico e vari scambiatori di calore.

La sezione del reattore di polishing viene inserita nello schema dell'impianto quando si vuole produrre nafta con zolfo residuo di 20 ppm, oppure viene esclusa quando si vuole produrre nafta con zolfo residuo di 80 ppm.

La nafta proveniente da FCC è alimentata alla Colonna CDHydro Nafta Splitter, dove i mercaptani sono rimossi dai prodotti distillati leggeri.

Il fondo della Colonna CDHydro Nafta Splitter è alimentato alla Colonna CDHDS, dove lo zolfo presente nell'alimentazione è convertito a idrogeno solforato. Gran parte dell'idrogeno solforato è rimosso dall'unità CDHDS con la corrente di gas acido che esce dal Separatore Freddo CDHDS.

L'idrogeno solforato contenuto nella corrente di gas acido è rimosso mediante passaggio nella colonna di assorbimento con soluzione di ammina del gas di riciclo della sezione CDHDS.

I vapori di nafta di testa della Colonna CDHDS, strippati dall'idrogeno solforato e condensati e raccolti nel separatore freddo, vengono riscaldati e miscelati con il prodotto di fondo della stessa colonna CDHDS, e quindi inviati in carica al reattore di polishing, in cui avviene un ulteriore trattamento dei mercaptani e degli altri composti dello zolfo ricombinati. Nel reattore di polishing viene ulteriormente ridotto il contenuto in zolfo della nafta, in modo da rispettare la specifica di 20 ppm di zolfo.

L'effluente dal reattore di polishing è inviato in carica alla Colonna Stabilizzatrice della Nafta per rimuovere l'idrogeno solforato e ogni componente leggero dalla corrente di prodotto dell'unità CDHDS.

Principali interventi di modifica

Non sono stati fatti revamping significativi dalla costruzione

7.8 Unità di Desolforazione Benzine BTL – unità 70

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1995

Licenziatario: Siry Chamon

Costruttore: Siry Chamon

Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto BTL (unità 70) è un'unità di desolforazione catalitica che ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo delle benzine leggere. Lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 30 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatore CoMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 0,5 ppm. L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 1.000 t/d di benzina leggera da Topping 1, da questo inviata direttamente.

La carica in ingresso viene miscelato con la corrente dei gas di riciclo (compressa mediante J-7002) e quindi subisce un preriscaldamento con l'effluente reattore. In seguito viene integrata con H₂ proveniente dalla rete AP e quindi viene inviata al reattore D-7001.

Il prodotto del reattore viene inviato al separatore F-7001 il gas di riciclo (riciclato all'unità stessa o inviato alla rete idrogeno BP) dal prodotto liquido che viene inviato alla sezione di stabilizzazione dell'unità Topping 1 (unità 53).

L'unità non è dotata di forni di processo.

Principali interventi di modifica

Non sono stati fatti revamping significativi dalla costruzione

7.9 Unità Reforming Catalitico RC2 e Splitter Riformata e DeIsoPentanizzatrice – unità 51 e 27

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:	1967 (RC2), 1997 (Splitter Riformata e DeIsopentatrice)
Licenziatario:	UOP/Snamprogetti - Premiumforming
Costruttore:	UOP/Snamprogetti - Premiumforming
Capacità di trattamento:	vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Reforming Catalitico RC2 (unità 51) ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante prodotta principalmente negli impianti di distillazione primaria. La sezione di reforming produce addizionalmente H₂ puro al 70-80%, utilizzata poi in diversi processi catalitici di raffinaria.

L'impianto ha una capacità di trattamento di 1.750 t/d di benzina pesante, proveniente sia da Topping 1 che da stoccaggio ed è composto dalle seguenti sezioni:

- sezione di pretreating;
- sezione di reforming;
- sezione di stabilizzazione.

Nella sezione di pretreating la carica all'impianto viene miscelata con l'H₂ di make-up e la corrente del gas di riciclo compressa con il compressore J-5150. La carica combinata viene quindi preriscaldata con l'effluente reattore e inviata al forno B-5101 per il riscaldamento finale prima dell'invio al reattore D-5101, contenente un catalizzatore al CoMo. L'uscita reattore, dopo scambio termico, viene inviata nel separatore F-5102 dove si separano il gas di riciclo, ricco in H₂, e il prodotto liquido.

Questo viene preriscaldato con l'effluente reformer e quindi inviato allo stripper (colonna E-5101, ribollita anch'essa con l'effluente reformer). Il fondo stripper costituisce la benzina di carica per la sezione di reforming, mentre la testa viene raffreddata ed inviata ad un ricevitore. Il condensato viene reflussato in testa; la fase gas viene inviata all'unità DesGas 1 per il lavaggio amminico prima di essere immessa sulla rete fuel gas di raffinaria.

Il fondo stripper, costituisce la carica alla sezione di reforming. Questa dopo essere stata miscelata con il flusso di gas di riciclo viene preriscaldata negli scambiatori carica/effluente reattore per raggiungere la temperatura di reazione fissata nella prima sezione del forno (B-5102/A). Dopo attraversa in sequenza reattore D-5102, seconda sezione del forno (B-5102/B), reattore D-5103, terza sezione del forno (B-5102/C), reattore D-5104. I reattori contengono catalizzatore al Pt e Re che viene periodicamente rigenerato in sito (vedi sotto). Il forno B-5102 asservito all'unità è di tipo Low NOx.

L'effluente di reazione, dopo aver ceduto calore alla carica combinata va a ribollire la colonna stabilizzatrice, lo stripper e in parallelo a preriscaldare la carica stripper e il gas di riciclo. Quindi viene inviato al separatore F-5104 per liberare lo stream di H₂, in parte ricircolato e in parte inviato a rete H₂. Il liquido è inviato alla sezione di stabilizzazione.

La sezione di stabilizzazione (colonna E-5102, ribollita mediante lo scambiatore C-5109, operante sull'effluente reazione) opera la separazione della benzina stabilizzata (inviata alla colonna E-2701, splitter benzene) dalla testa separata in gas (a rete FG ad AP) e GPL inviato all'unità Gas Saturi, unità 64.

L'unità è di tipo SemiRigenerativo (SR) e pertanto la rigenerazione del catalizzatore avviene generalmente ogni 12 mesi con una durata di circa 7/10 giorni, in funzione della quantità di coke depositato. Durante la fase di rigenerazione è prevista una combustione controllata del coke depositato sul catalizzatore che avviene in atmosfera di azoto ed i gas di combustione vengono controllati mediante guardia sodica (paragonabile ad un effetto di scrubbing) e quindi scaricati in atmosfera.

Le acque di spurgo scaricate dalla guardia sodica sono successivamente sottoposte a neutralizzazione presso l'unità stessa e quindi inviate per il trattamento all'impianto di trattamento acque a servizio della raffinaria mediante il sistema fognario acque di processo.

L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di dicloropropano. Il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore e sulle rese di

conversione dell'unità in maniera tale da ottimizzare il consumo in fase di rigenerazione. Il consumo medio annuo è di circa 3.400 kg.

Splitter Riformata e DeIsopentanizzatrice – unità 27

L'unità 27, tramite la colonna E-2701, ha la funzione di separare uno stream laterale ricco in benzene dal rimanente prodotto di testa e di fondo, che miscelato all'uscita della colonna viene inviato a blending. Alternativamente la colonna può funzionare con assetto senza taglio laterale per separare il fondo (a blending) dalla testa che viene inviata alla colonna DeIsopentanizzatrice E-2702.

Principali interventi di modifica

1997 Introduzione del compressore per i gas di riciclo Revamping del forno B-5101 con sostituzione convettiva

2001 Sostituzione del forno B-5102 con tipologia "ad arpa"

7.10 Unità Reforming Catalitico RC3 – unità 13

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1976
Licenziatario: UOP - Platforming
Costruttore: UOP - Platforming
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Reforming Catalitico RC3 (unità 13) ha lo scopo di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina pesante prodotta principalmente negli impianti di distillazione primaria. La sezione di reforming produce essenzialmente H₂ puro al 86-88%, carica per tutti i processi catalitici di raffineria.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 2.400 t/d di benzina pesante, proveniente dal fondo splitter del Naphta Hydrobon (unità 12) ed è composto dalle seguenti sezioni:

- sezione di reforming;
- sezione di stabilizzazione.

Nella sezione di reforming la carica viene miscelata con il gas di riciclo e preriscaldata con uno speciale scambiatore di tipo PackInox e quindi inviata alla sezione di reazione secondo la sequenza: forno B-1301/A, reattore D-1301, forno B-1301/B, reattore D-1302, forno B-1301/C, reattore D-1303. I reattori contengono catalizzatore al Pt e sono del tipo a rigenerazione continua del catalizzatore.

L'effluente di reazione, dopo aver ceduto calore nello scambiatore PackInox, viene inviato al separatore BP F-1301 per separare lo stream gassoso, che va in aspirazione al compressore di riciclo J-1315, e la parte liquida, per un successivo recontacting.

Il separatore F-1302 permette di separare la corrente ricca di H₂, inviata a rete H₂ per gli impianti di desolforazione, in parte al trattamento nel PSA-3 e parte ricircolato. Il fondo viene inviato alla sezione di stabilizzazione.

La sezione di stabilizzazione (colonna E-1301, con il forno ribollitore B-1302) opera la separazione delle benzine prodotte di fondo (inviata a stoccaggio) dalla testa, da cui si separano nel ricevitore F-1303 la parte gassosa (a rete FG ad AP) ed il GPL, rifluso in colonna per regolare la temperatura e poi inviato a stoccaggio.

Il camino dei forni Reforming RC3 è unico, centralizzato per SOI Ovest e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Naphta Hydrobon, Desolforazione HDS 2, Visbreaker, impianto Idrogeno e Hydrocracking.

Il processo di Reformer Catalitico prevede la rigenerazione del catalizzatore in maniera continua, con l'emissione dei relativi prodotti di rigenerazione. La rigenerazione del catalizzatore avviene mediante combustione controllata ed i gas di combustione vengono quindi scaricati in atmosfera. Al fine di minimizzare eventuali emissioni, particolare enfasi viene posta durante le operazioni al fine di minimizzare la quantità di cloro immessa nel processo mediante un attento monitoraggio dei parametri di processo e un costante controllo sulla quantità di promotore clorurato. L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di dicloropropano. Il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore e sulle rese di conversione dell'unità in maniera tale da ottimizzare il consumo in fase di rigenerazione. Il dosaggio di dicloropropano viene determinato in base al monitoraggio del tenore di cloro sul gas di riciclo e sul contenuto di cloro del catalizzatore esausto prelevato allo scopo. Il consumo medio annuo è di circa 9.700 kg.

PSA 3

La sezione di PSA (unità PSA 3) ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno ed è costituito da 6 letti che vengono sottoposti a fasi diverse secondo un ciclo a tempo determinato: assorbimento delle impurezze, depressurizzazione, spurgo delle impurezze, ripressurizzazione. Il purge gas viene poi immesso in rete FG a BP.

Principali interventi di modifica

1987 Inserimento scambiatore PackInox in luogo del precedente a fascio tubiero Sostituito compressore di riciclo con azionamento elettrico
2003 Sostituito scambiatore PackInox

7 – DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

2005 inserimento nuovo compressore purge gas

7.11 Unità di Isomerizzazione HydroIso – unità 65

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1993

Licenziatario: IFP

Costruttore: IFP

Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di IdroIsomerizzazione (unità 65) ha la funzione di migliorare la qualità della carica destinata all'Alchilazione a partire dalla corrente di buteni dell'impianto MTBE. L'impianto ha una capacità di trattamento di 410 t/d di carica.

La carica, dopo il ricevitore F-6501 viene miscelata con H₂ di make-up e quindi preriscaldata con l'effluente stripper e con scambiatore a vapore prima dell'invio al reattore D-6501, contenente un catalizzatore al Palladio.

Il prodotto di reazione viene quindi strippato (colonna D-6502 ribollita con scambiatore a vapore) per separare i leggeri nell'accumulatore di riflusso. Il gas viene inviato a rete FG. Il prodotto di fondo costituisce la carica all'Alchilazione.

Principali interventi di modifica

Non sono stati fatti revamping significativi dalla costruzione

7.12 Unità di Isomerizzazione TIP e PSA 1- unità 50

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1988
Licenziatario: Union Carbite – ora UOP
Costruttore: Union Carbite – ora UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di Isomerizzazione TIP (unità 50) ha la funzione di migliorare le caratteristiche "ottaniche" della benzina leggera (da Topping, desolforata dal BTL, da testa splitter riformata, da HDS Naphta Hydrobon). L'impianto ha una capacità di trattamento di 1.250 t/d di benzina leggera da fondo DeIsopentanizzatrice. L'unità consta delle seguenti sezioni di impianto:

- sezione DeIsopentanizzatrice;
- sezione di reazione;
- sezione di adsorbimento;
- sezione di stabilizzazione;

Gli stream di benzine leggere da Naphta Hydrobon, Desolforazione benzine BTL ed la testa della colonna E-2701 costituiscono la carica alla colonna E-2702. La colonna ha la funzione di separare i prodotti leggeri e gli iso-pentani di testa, destinati a stoccaggio o a stabilizzatrice TIP (E-5002) mentre il fondo rappresenta la carica alla sezione di reazione del TIP.

Questa viene inizialmente preriscaldata ed inviata al forno B-5001 e quindi unita alla corrente di riciclo, proveniente dalla sezione di adsorbimento contenente le n-paraffine separate ed H₂ prima dell'invio ai reattori di isomerizzazione (D-5002 in serie a D-5003 e D-5004 in parallelo con raffreddamento intermedio). Il prodotto di reazione viene inviato al separatore F-5002 dove gas e liquido vengono separati, compressi (compressore di riciclo J-5009) e ricontattati, inviati successivamente al separatore F-5005 per separare la corrente di riciclo (ad alto tenore di H₂) dal prodotto liquido. La corrente di riciclo viene in seguito unita alla corrente di H₂ di make-up, normalmente proveniente da PSA (PSA 1, unità dedicata, o PSA 2 e PSA 3).

Nella sezione di adsorbimento la corrente di riciclo fluisce in un treno di scambio e quindi inviata al forno B-5003 prima dell'invio agli assorbitori A-5001, A-5002, A-5003 e A-5004. Il prodotto liquido fluisce in un treno di scambio e quindi viene inviato al forno B-5002 prima dell'invio agli assorbitori. Dagli assorbitori fluiscono separatamente una corrente di riciclo contenente H₂ e n-paraffine separate inviate alla sezione di reazione e corrente ricca in iso-paraffine inviata alla successiva sezione di stabilizzazione.

Questa corrente, unita anche con una corrente costituita dalla testa della DeIsopentanizzatrice, viene inviata alla sezione di stabilizzazione. La colonna E-5002 separa nel ricevitore F-5006 di riflusso la parte gassosa, inviata direttamente in rete FG di AP, dal GPL, destinato a riflusso e all'unità trattamento gas saturi (unità 64) e quindi a stoccaggio. Il prodotto di fondo della colonna viene inviato anch'esso a stoccaggio come benzina isomerata. Il camino dei forni dell'unità TIP è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità IsoSiv, Desolforazione HDS 1 e HDS 3.

I bruciatori dei forni B-5001, B-5002 e B-5003 asserviti all'unità sono tutti di tipo Low NO_x.

PSA 1

La sezione di PSA (unità PSA 1) ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno ed è costituito da 4 letti che vengono sottoposti a fasi diverse secondo un ciclo a tempo determinato: assorbimento delle impurezze, depressurizzazione, spurgo delle impurezze, ripressurizzazione. Il purge gas viene poi immesso in rete FG a BP.

Principali interventi di modifica

1996 Interventi minori su linee con aumento di capacità a 52 t/h
2001 Revamping colonna stabilizzatrice E-5002
2006 Sostituzione forno B-5004 con ribollitore a vapore

7.13 Unità di estrazione solventi ISOSIV – unità 54

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1988

Licenziatario: Union Carbite – ora UOP

Costruttore: Union Carbite – ora UOP

Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di estrazione solventi ISOSIV (unità 54) ha una capacità di 290 t/d ed è costituito da 2 sezioni:

sezione di frazionamento per la separazione di C4 e C5 da C6;

- sezione adsorbitori;

L'unità può lavorare secondo due assetti differenti:

carica costituita da benzina isomerata;

In questo assetto è operativa solo la sezione di frazionamento e la finalità dell'impianto è la produzione di benzina leggera isomerata depentanizzata (BID).

- carica costituita da benzina da BTL;

In questo assetto la finalità dell'impianto è la produzione di benzina n-C6 e iso C6.

La carica viene inizialmente frazionata per separare la naphta leggera, essenzialmente pentani, a stoccaggio come isomerata o in carica al TIP, dalla carica che viene trattata nelle sezioni di adsorbimento e deadsorbimento.

La carica viene preriscaldata ed inviata al forno B-5401 prima dell'invio, in fase gassosa, agli adsorbitori A-5401, A-5402, A-5403 e A-5404 in cui, durante la fase di adsorbimento vengono trattenute le n-paraffine lasciando fluire la corrente di iso-paraffine e gli idrocarburi ciclici che vengono condensati e inviati al separatore F-5405. La parte liquida costituisce il prodotto (iso-paraffine) mentre la parte gassosa, ricca in H₂, viene utilizzata come purge-gas.

Nella fase di purificazione viene utilizzato del purge gas che viene inviato al forno B-5402 e quindi agli adsorbitori per liberare le n-paraffine dai letti molecolari. La corrente viene condensata e inviata al separatore F-5403. La parte liquida costituisce il prodotto (n-paraffine) mentre la parte gassosa viene anch'essa utilizzata come purge-gas.

Le correnti di purge gas, ricche in H₂, costituiscono le correnti di purificazione.

L'unità prevede l'integrazione della corrente di riciclo con H₂ purificato di make-up dalla rete.

I prodotti sono costituiti da iso-paraffine destinate a rilavorazione al TIP o a stoccaggio e normal-paraffine, destinate a stoccaggio.

Il camino dei forni dell'unità ISOSIV è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità TIP, Desolfurazione HDS 1 e HDS 3.

Principali interventi di modifica

A partire dalla costruzione non sono stati eseguiti revamping significativi

7.14 Unità MTBE – unità 68

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1990
Licenziatario: SnamProgetti /UOP
Costruttore: SnamProgetti/UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto MTBE (unità 68) tratta una carica di buteni C4 proveniente dall'unità FCC ed è progettato per 130 t/d di MTBE.

La carica viene preventivamente lavata nella colonna E-6801 con acqua demineralizzata per rimuovere la soda eventualmente presente a valle dei Merox. Il prodotto di testa della colonna viene inviato in un ricevitore prima dell'invio alla sezione di adsorbimento con setacci molecolari (F-6805 A/B/C) per recuperare il metanolo non reagito ancora presente. Il fondo della colonna viene inviato allo stripper F-6802.

La corrente principale (buteni e metanolo) in uscita dai setacci molecolari viene preriscaldata e quindi miscelata con metanolo da stoccaggio prima dell'invio al reattore D-6801 a 2 stadi impiegante un catalizzatore, polimerico, fortemente acido. Il prodotto di reazione viene frazionato nella colonna E-6802 per separare il prodotto sul fondo (MTBE, destinato a stoccaggio) dalla corrente di iso-buteni non convertiti e metanolo che viene riciclata ai setacci molecolari F-6805 A/B/C.

Dall'uscita dei setacci molecolari si preleva inoltre una corrente parziale di buteni, metanolo e composti ossigenati che vengono inviati ad una sezione di rimozione dei composti ossigenati, mediante i letti a setacci molecolari F-6808 A/B.

Questa sezione fornisce iso-buteni non convertiti che vengono inviati in carica all'Alchilazione ed una corrente acquosa di ossigenati che vengono inviati allo stripper F-6802. Lo stripper, con vapore, permette di strappare i composti ossigenati, destinati alla termodistruzione al forno Topping 1 e la parte acquosa, destinata allo scarico nella fogna oleosa e quindi a trattamento all'impianto di trattamento acque della raffineria.

Preliminarmente all'invio in fognatura oleosa, tutti gli scarichi acquosi dell'unità che possono contenere MTBE vengono scaricati in un accumulatore (F-6811) della capacità di 40 m³. Il successivo trasferimento dei reflui dal serbatoio al sistema fognario avviene secondo consolidate prassi operative interne che prevedono di monitorare il contenuto di MTBE e Metanolo, al fine di evitare upset o fuori norma alla sezione di trattamento biologico. La capacità di accumulo di 40 m³ in relazione al normale funzionamento dell'unità permette una autonomia di alcuni giorni prima della necessità di scaricare il polmone. Inoltre, al fine di prevenire le perdite di eteri e alcoli, le pompe di metanolo e MTBE per l'invio a stoccaggio sono montate su bacini pavimentati e cordolati con un sistema di closed-drain locale e valvole di intercettazione con invio all'accumulatore F-6811.

La rigenerazione dei setacci molecolari viene fatta ad alta temperatura con hot oil riscaldato dal forno B-5502 dedicato in area unità alchilazione.

Principali interventi di modifica

2006 sostituzione colonna E-6801

7.15 Unità Alchilazione – unità 55

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1966
Licenziatario: UOP
Costruttore: UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di Alchilazione (unità 55) ha la funzione di produrre alchilato ad alto numero di ottano a partire da una carica costituita da iso-butani dall'unità FCC e da olefine provenienti dall'unità IdroIso. La reazione di alchilazione avviene in un reattore alla presenza di acido fluoridrico che agisce da catalizzatore. L'unità ha una capacità di produzione di 770 t/d di C3- e C4-.

La carica viene preventivamente inviata ai dryers molecolari L-5501 A/B per eliminare l'eventuale acqua presente e quindi inviata alla sezione di reazione. La carica viene divisa in 2 correnti di cui la prima viene inviata al 1° reattore D-5551, unita alla corrente degli iso-butani di riciclo, mentre la seconda viene unita alla corrente gassosa del primo settler F-5551 ed alimentata al 2° reattore D-5552.

L'acido HF fresco viene inviato al fondo del 1° reattore mentre il fondo del settler F-5551 viene alimentato al 2° reattore D-5552. Il prodotto del 2° reattore viene inviato al secondo settler F-5552. La fase gassosa viene alimentata all'iso-stripper E-5501 per la separazione dei prodotti di testa (iso-butano, propano, acido), il taglio laterale di n-butani, trattato con KOH per rimuovere eventuali tracce di acido nel separatore F-5516, destinato a stoccaggio, e il fondo, alchilato, destinato a stoccaggio.

Il prodotto di testa viene condensato e inviato al separatore F-5554 da cui la parte gassosa viene inviata alla sezione DePropanizzatrice e la parte liquida (iso-butano) viene riciclato alla sezione di reazione.

Il prodotto di testa della colonna DePropanizzatrice E-5502, ribollita a vapore, viene inviato all'HF stripper E-5503 per recuperare l'acido ancora presente e iso-butano; il fondo stripper (propano) viene trattato con KOH (separatore F-5511) e quindi inviato a stoccaggio.

L'unità è infine dotata di un rigeneratore dell'acido mediante una corrente di iso-butano. Il fondo del rigeneratore viene inviato a neutralizzazione in una vasca in cui sedimentano i CBM mentre i polimeri rimangono in sospensione.

Al fine di prevenire possibili rischi di contaminazione da HF per i reflui di raffineria l'unità è dotata delle seguenti misure impiantistico/gestionali:

- in caso di attivazione del sistema di abbattimento con acqua (lama d'acqua) è previsto il recupero dell'acqua acida in serbatoio dedicato di recupero e possibilità di ritrattare e neutralizzare l'acqua presso l'unità;
- il sistema fognario dell'unità risulta segregato e collegato alla vasca di neutralizzazione prima del trasferimento controllato al sistema fognario oleoso della raffineria;
- l'unità è dotata di sistemi di rilevazione dell'acido HF e sistema di controllo con monitoraggio mediante telecamere;
- l'unità è servita da un sistema di recupero rapido dell'hold-up di acido presente in unità con conferimento in un polmone dedicato;
- al fine di prevenire e controllare eventuali perdite, risultano presenti flangie verniciate con vernici viranti, sistema di blowdown dedicato, pompe a doppia tenuta.

I fanghi prodotti durante le operazioni di trattamento e neutralizzazione dei reflui acquosi vengono accumulati e trattati in una vasca interrata in cui i fanghi vengono precipitati (con formazione principalmente di fluoruri di calcio) prima della successiva rimozione. I fanghi vengono trasportati alla discarica di raffineria per essere ispessiti ed inertizzati.

L'alchilazione con HF permette di ridurre la produzione di sottoprodotti da smaltire in quanto l'HF è rigenerabile a differenza dell' H_2SO_4 , il consumo di acido (esclusivamente per reintegro), l'energia elettrica e la necessità di raffreddamento.

L'unità prevede anche il forno B-5502 per la produzione di hot oil.

Principali interventi di modifica

1994 Sostituzione refrattario forno B-5502

2002 Revamping per aumento capacità da 18 t/d a 27 t/d. Inserimento di un 2° reattore in serie al 1° con relativo settler. Nuova convettiva sul forno B-5501 e nuovo camino per il forno B-5502.

7.16 Unità di Desolforazione Gasoli HDS 1 – unità 66

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1968
Licenziatario: SnamProgetti
Costruttore: SnamProgetti
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HDS 1 (unità 66) ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 45 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatori CoMo e NiMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto inferiori a 350 ppm.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 1.900 t/d di gasolio.

La carica in ingresso impianto viene splittata in 2 correnti (A, 70% e B, 30%). La carica A viene miscelata con l'H₂ di make-up ed il gas di riciclo (compressore mediante J-6608 A/B/C). Essa viene preriscaldata con l'effluente reattore e quindi riscaldata nel forno B-6601 ed infine unita alla carica B che subisce solamente un preriscaldamento carica/effluente.

La carica quindi viene inviata al reattore D-6602 e all'uscita, dopo lo scambio termico carica/effluente ed il successivo raffreddamento viene inviata al separatore AP F-6601 che separa la parte gassosa, costituente il gas di riciclo, inviata alla colonna di lavaggio AP E-6602, e la parte liquida inviata al separatore BP F-6602.

La parte gassosa viene inviata all'unità DesGas 1 per il lavaggio amminico nella colonna E-5601 (unità 56) mentre la parte liquida viene inviata a strippaggio nella colonna E-6601. La colonna impiega quale ribollitore il forno B-6602 e separa il prodotto di fondo (gasolio desolforato) destinato a stoccaggio dal prodotto di testa che, dopo condensazione perviene all'accumulatore F-6604, in cui si separano una fase liquida (benzina a stoccaggio) dai gas che sono sottoposti a lavaggio amminico BP (colonna E-6603). L'ammina ricca da entrambe le colonne di assorbimento sono rigenerate nell'unità DesGas 1 (unità 56).

Il camino dei forni dell'unità HDS 1 è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità TIP, IsoSiv e Desolforazione HDS 3.

Principali interventi di modifica

1983 Revamping con inserimento del reattore MDDW.
1993 Revamping forni di impianto.
1995 Revamping per trattamento gasoli con contenuto S di 500 ppm, con inserimento di KO drum e nuovo compressore del gas di riciclo.

7.17 Unità di Desolforazione Gasoli HDS 2 – unità 18

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1976
Licenziatario: UOP
Costruttore: UOP
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HDS 2 (unità 18) ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 40 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede l'impiego di catalizzatori CoMo e NiMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto anche di 10 ppm.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 5.200 t/d di gasolio proveniente da Topping 1, Topping 2 e a campagne con LCO da FCC e LGO da Visbreaker.

La carica, miscelata con H₂ di riciclo e di make-up (compressi mediante J-1808 A/B/C) viene preriscaldata dall'effluente reattore e quindi riscaldata nel forno B-1801 in 2 circuiti, pervenendo quindi ai reattori D-1802 A/B ed in seguito ai reattori D-1801 A/B, con quench intermedio con il gas di riciclo.

L'effluente perviene quindi al separatore AP F-1810 che separa i gas dalla parte liquida. I gas sono condensati ed inviati al successivo separatore AP F-1801 dal quale si ottiene il gas di riciclo, sottoposto a lavaggio amminico AP (colonna E-1802) prima dell'invio al compressore di riciclo. Il prodotto liquido dei separatori viene depressurizzato e sottoposto a stripping nella colonna E-1801.

La colonna impiega come ribollitore il forno B-1802 e separa il fondo (gasolio desolforato) destinato a stoccaggio ed una corrente di testa che, dopo condensazione perviene al separatore F-1805 che separa il liquido (benzina alla colonna Topping 2) dai gas che sono sottoposti a lavaggio amminico BP (colonna E-1803). L'ammina ricca da entrambe le colonne di assorbimento sono rigenerate nell'unità 16.

Il camino dei forni dell'unità HDS 2 è unico, centralizzato per SOI Ovest, e convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Naphta Hydrobon, Reforming RC3, Visbreaker, impianto Idrogeno e Hydrocracking.

Principali interventi di modifica

1995 Revamping per trattamento gasoli con contenuto S di 500 ppm
2003 Revamping con inserimento di due nuovi reattori in parallelo posti in serie tra di loro; installazione bruciatori LowNOx e sistema di preriscaldamento aria comburente.

7.18 Unità di Desolforazione Kerosene HDS3 – unità 52**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1987
Licenziatario: SnamProgetti
Costruttore: SnamProgetti
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto HDS 3 (unità 52) ha lo scopo di ridurre il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo: lo zolfo viene rimosso sotto forma di idrogeno solforato, che si forma nel reattore per azione catalitica in ambiente ricco di idrogeno, in pressione (≈ 32 bar) e ad elevata temperatura. Il processo prevede catalizzatore NiMo e il trattamento consente di raggiungere tenori residui di zolfo nel prodotto a 1000 ppm.

L'impianto ha una capacità di trattamento di circa 1.800 t/d di kerosene proveniente da Topping 1 e Topping 2.

La carica, miscelata con il gas di riciclo (compressore mediante J-5251) e l'H₂ di make-up, viene preriscaldata con l'effluente reattore e quindi riscaldata nel forno B-5201A pervenendo quindi al reattore D-5201.

L'effluente perviene al separatore F-5201 che separa i gas dalla parte liquida. I gas sono inviati alla rete H₂ o all'unità DesGas 1 (unità 56) per un lavaggio amminico, mentre il prodotto liquido viene inviato ad una sezione di strippaggio (colonna E-5201, ribollita con il forno B-5201B) che permette di separare il fondo (kerosene desolforato) destinato allo stoccaggio ed una corrente di testa che, dopo condensazione perviene all'accumulatore F-5202 che separa il liquido (benzina di riflusso e a stoccaggio) dai gas che sono sottoposti a lavaggio amminico nell'unità DesGas 1.

Il camino dei forni dell'unità HDS 3 è unico e convoglia anche i fumi dei forni delle unità TIP, IsoSiv e Desolforazione HDS 1.

Principali interventi di modifica

1996 Revamping per aumento capacità a 90 t/h
2004 revamping di capacità fino a 2550 t/giorno

7.19 Unità Merox, Merichen e Minalk – unità 60, 61, 62, 63, 39, 69

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1964 (Merox), 1994 (Minalk), 1996 (Merichem)
Licenziatario: UOP (Merox e Minalk), Merichem (Merichem)
Costruttore: UOP (Merox e Minalk), Merichem (Merichem)
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

In raffineria sono presenti diverse unità per il trattamento dei GPL e delle benzine rispetto ai mercaptani:

- **Merox unità 60** per il trattamento dei GPL insaturi prodotti da FCC (capacità 720 t/d);
- **Merox unità 61** per il trattamento dei GPL insaturi prodotti da FCC (capacità 290 t/d);
- **Merox unità 62** per il trattamento delle benzine leggere (capacità vedi Data Book);
- **Merox unità 63** per il trattamento delle benzine pesanti (capacità vedi Data Book 2004);
- **Merichem unità 39** per il trattamento dei GPL saturi da Topping 1 e Naphta Hydrobon (capacità vedi Data Book);
- **Minalk unità 69** per il trattamento delle benzine prodotte da FCC (capacità vedi Data Book);

La carica delle **unità Merox** è rappresentata rispettivamente da GPL dal Cracking catalitico (GPL insaturo) per il Merox GPL e da benzina leggera proveniente dal Cracking catalitico per il Merox Benzina FCC;

Le unità Merox prevedono una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H₂S (due colonna in parallelo, E-6002 e E-6005 per l'unità 60, colonna E-6101 per l'unità 61), una sezione di prelavaggio con soda per la rimozione ulteriore di H₂S, ed infine la sezione Merox di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica contenenti catalizzatore tipo Merox, per l'ossidazione dei mercaptani a disolfuri e la rimozione di questi. La sezione prevede anche rigenerazione della soda con strippaggio dei disolfuri, che vengono inviati o al forno dell'unità Topping 1 o al CO-BOILER. La corrente di GPL viene poi inviata all'unità FCC per il successivo frazionamento.

L'**unità Merichem** prevede una sezione di lavaggio amminico per la rimozione di H₂S (colonna E-3901) e la sezione di lavaggio con soluzioni acquose di soda caustica contenenti catalizzatore tipo Merox, per l'ossidazione dei mercaptani a disolfuri. La soluzione sodica viene inviata alla sezione di trattamento delle sode spente per la rigenerazione della soda. Il contatto tra soluzione alcalina e GPL viene massimizzato con un particolare sistema a fibre. La corrente di GPL viene successivamente inviata all'unità Gas Saturi 15 o 64 per il successivo trattamento.

L'**unità Minalk** prevede un addolcimento su letto catalitico con iniezione di una soluzione particolare debolmente alcalina per creare le condizioni adeguate per l'ossidazione dei mercaptani a disolfuri. La soluzione esausta recuperata dal reattore E-6901 in uscita dalla sezione viene inviata alla sezione di trattamento delle soluzioni alcaline spente.

Principali interventi di modifica

Risultavano in servizio anche 2 sezioni Merox per il trattamento delle benzine leggere e pesanti che sono state poste fuori servizio.
 Le unità attualmente in servizio non hanno subito modifiche sostanziali dalla costruzione.

7.20 Unità Frazionamento Gas Saturi 1 – unità 64**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1963
Licenziatario: -
Costruttore: -
Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Frazionamento Gas Saturi 1 (unità 64) riceve i GPL provenienti dalle unità Topping 1, FCC, Platforming, RC 2 per frazionarli in etano, propano, iso-butano e n-butano. L'impianto ha una capacità di trattamento di 600 t/d di carica.

La corrente in carica viene inviata alla prima colonna DeEtanizzatrice E-6401 per la separazione della fase gassosa, etani, (destinata alla rete FG) dalla parte liquida, inviata alla successiva colonna DePropanizzatrice E-6402 per la separazione della fase gassosa, propani, (destinati a stoccaggio) dalla parte liquida, inviata alla successiva colonna DeIsoButanizzatrice. La colonna DeIsobutanizzatrice E-6403 separa infine iso-butani da n-butani inviati rispettivamente all'unità di Alchilazione (unità 55) e all'unità di Isomerizzazione C4 IdroIso (unità 65).

Principali interventi di modifica

Dalla costruzione non sono stati eseguiti significativi revamping

7.21 Unità Frazionamento Gas Saturi 2 – unità 15**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1977

Licenziatario: -

Costruttore: -

Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Frazionamento Gas Saturi 2 (unità 15) tratta le correnti di GPL da Naphta Hydrobon, RC3 e stoccaggio ed i gas dell'unità Naphta Hydrobon. L'impianto ha una capacità di trattamento di 300 t/d di carica.

La carica di GPL viene inviata alla prima colonna DeEtanizzatrice E-1501 per la separazione della fase gassosa, etani, dalla parte liquida. La fase gassosa, unita ai gas dall'unità Naphta Hydrobon, vengono inviati ad un lavaggio amminico (colonna E-1503) e quindi distribuiti alla rete FG di AP o alla rete di gas di città che serve la Municipalità di Sannazzaro de' Burgundi.

La parte liquida della DeEtanizzatrice viene invece inviata ad un lavaggio amminico (colonna E-1504), quindi ad trattamento di lavaggio con soda in circuito chiuso (ricevitore F-1502 A/B), ad un successivo lavaggio con acqua per eliminare eventuali trascinalenti di soda (ricevitore F-1503) e ad un filtro coalescer dove l'acqua trascinata è separata dalla corrente idrocarburica. Successivamente il prodotto viene inviato alla sezione DePropanizzatrice (colonna E-1502) che, nel ricevitore F-1505, separa la fase gassosa (fuel gas a rete FG) e una fase liquida (propano a stoccaggio) mentre il prodotto di fondo colonna (butani) viene inviato a stoccaggio.

Principali interventi di modifica

Dalla costruzione non sono stati eseguiti significativi revamping

7.22 Unità Lavaggi Amminici Des Gas 1, 2, 3 – unità 56, 16 e 26**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: 1963, 1976, 1993
Licenziatario: -
Costruttore: -
Capacità di trattamento: Vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

Le unità DesGas 1, 2 e 3 (Desolforazione Gas) sono dedicate al trattamento dei flussi di gas con presenza H₂S. In esse le colonne di assorbimento svolgono il trattamento di lavaggio (colonne di assorbimento E-5601, E-1601, E-2601) mentre le colonne di rigenerazione o stripping provvedono alla rigenerazione dell'ammina ricca proveniente da colonne di assorbimento situate presso le unità di produzione della raffineria.

L'unità DesGas 1 (unità 56) tratta i seguenti stream: tail gas unità SCOT (colonna assorbimento SCOT E-7752), gas Topping 1 non inviato a recontacting al Visbreaker, gas separatore AP HDS 3, gas separatore BP HDS 3, gas separatore BP HDS 1, gas in esubero da recontacting Visbreaker (colonna assorbimento E-5601), gas da FCC (assorbitore secondario, colonna E-5908), GPL da Merox FCC (colonne assorbimento E-6101 e E-6005), GPL da unità Merichem (colonna assorbimento E-6101), gas da stripper H₂S dell'HDS 1 (colonna assorbimento E-6603), gas da assorbitore AP dell'HDS 1 (colonna assorbimento E-6602), gas da testa vacuum (colonna assorbimento E-5706). L'unità è provvista di propria rigeneratrice (colonna E-5602). Il flusso di alimentazione di ammina povera è comune alle unità Desgas 1 e DesGas 2.

L'unità DesGas 2 (unità 16) tratta i seguenti stream: gas recontacting Visbreaker (colonna assorbimento E-1601) i gas del separatore AP dell'HDS 2 (colonna assorbimento E-1802), i gas testa stripper H₂S dell'HDS 2, gas dal compressore GARO (colonna assorbimento E-1803) e gas da Naphta Hydrobon e DeEtanizzatrice (colonna assorbimento E-1503 dell'unità Gas Saturi 2). L'unità è provvista di propria rigeneratrice (colonna E-1602).

L'unità DesGas 3 unità (26) tratta i seguenti stream: gas di testa prefrazionatrice Hydrocracking (colonna assorbimento E-2601), fuel gas AP carica impianto Idrogeno (colonna assorbimento E-2501), GPL da Hydrocracking (colonna assorbimento E-2604). L'unità è provvista di propria rigeneratrice (colonna E-2602) dedicata alle colonne di assorbimento del circuito DesGas 3.

Principali interventi di modifica

Dalla costruzione non sono stati eseguiti significativi revamping

7.23 Unità di Produzione di Idrogeno e Purificazione Idrogeno – unità 25

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1992

Licenziatario: KTI

Costruttore: KTI

Capacità di trattamento: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto di produzione idrogeno (unità 25) è stato progettata per ottenere idrogeno con un grado di purezza superiore al 99% a valle del PSA. L'impianto produce 91 t/d nominali di H₂. L'impianto è costituito dalle seguenti sezioni:

- sezione di lavaggio amminico;
- sezione di idrogenazione;
- sezione di desolforazione;
- sezione di reazione (B-2501);
- sezione di reazione (CO converter);
- sezione di purificazione (PSA);

La carica (fuel gas) proveniente dalla rete FG AP può essere integrata da metano o propano. Dopo essere stata compressa (J-2501/A e B), viene inviata alla sezione di lavaggio amminico (colonna E-2501, l'ammina viene rigenerata presso l'unità DesGas 3). Dopo preriscaldamento nella convettiva del forno di reazione B-2501, viene inviata al reattore di idrogenazione (reattore D-2501) per la saturazione delle olefine e conversione in H₂S degli eventuali composti dello zolfo residui. Quindi passa attraverso i reattori D-2502/A e D-2502/B dove l'H₂S viene rimosso per assorbimento su letti a ossidi di zinco.

La carica purificata perviene alla sezione di reazione vera e propria dove viene unita alla corrente di vapore prodotta dall'impianto stesso mediante un WHB (C-2507) posto sul condotto effluente del forno e quindi riscaldata prima dell'ingresso nella camera di reazione del forno di reforming B-2501.

L'effluente passa quindi alla sezione CO Converter (reattore D-2503) a letto catalitico dove avviene la conversione a CO₂ con produzione di H₂ a spese del vapore ancora presente. Il prodotto ottenuto viene infine inviato a due separatori (F-2504 e F-2505) per separare il vapore (inviato ad un degasatore, F-2506) dalla corrente di H₂ che invece va in carica al PSA. La sezione di PSA (unità PSA 2) ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno ed è costituito da 12 letti che vengono sottoposti a fasi diverse di adsorbimento e depressurizzazione secondo cicli a tempo determinato. L'H₂ puro viene principalmente utilizzato nell'unità HDC mentre il purge gas viene bruciato al B-2501 stesso.

I fumi del B-2501 sono convogliati al camino unico, centralizzato della SOI Ovest, che convoglia anche i fumi dei forni delle unità Topping 2, Naphta Hydrobon, Reforming RC3, Visbreaker, Desolforazione HDS 2 e Hydrocracking.

Il forno di reazione B-2501 asservito all'unità è dotato di bruciatore Low NOx.

Principali interventi di modifica

Dalla costruzione non sono stati eseguiti significativi revamping

7.24 Unità Splitter Riformata e DeIsoPentanizzatrice – unità 27**Caratteristiche unità****Anno di costruzione/installazione:****Licenziatario:** -**Costruttore:** -**Potenzialità:** -**Descrizione processo e principali apparecchiature**

La sezione di stabilizzazione dell'impianto RC2 opera la separazione della benzina stabilizzata (inviato alla colonna E-2701, splitter benzene) dalla testa separata in gas (a rete FG ad AP) e GPL inviato all'unità Gas Saturi, unità 64.

L'unità 27 (splitter benzene), tramite la colonna E-2701, ha la funzione di separare uno stream laterale ricco in benzene dal rimanente prodotto di testa e di fondo, che miscelato all'uscita della colonna viene inviato a blending. Alternativamente la colonna può funzionare con assetto senza taglio laterale per separare il fondo (a blending) dalla testa che viene inviata alla colonna DeIsopentanizzatrice E-2702.

Principali interventi di modifica**N.D.**

7.25 Unità Recupero Zolfo ZOLFO 2, ZOLFO 3 e SCOT – unità 17, 77 e 77S

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1977, 1988, 1989

Licenziatario: Person , Lurgi

Costruttore: Person , Lurgi

Potenzialità: vedi Data Book

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di 2 unità di recupero zolfo (SRU2 e SRU3) che consentono di trasformare l'H₂S, proveniente dalle colonne rigeneratrici delle ammine e dai SWS in zolfo elementare secondo il processo Claus. I gas di coda in uscita da entrambe le unità Claus vengono coltate ed inviate entrambe all'unità SCOT per un successivo trattamento. In alternativa, i gas di coda possono essere bruciati nell'inceneritore catalitico dell'unità SRU3 o, ancora, nell'inceneritore termico dell'unità SRU2. L'efficienza nominale del recupero zolfo del sistema complessivo è (SRUs + SCOT) è pari al 99.0 % (impianto esistente).

L'unità SRU2 è un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 115 t/d di zolfo liquido. L'impianto è esercito con aria arricchita di ossigeno (alla data attuale vengono forniti circa 900 kg/h di O₂). Essa è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia a recupero B-1701;
- 2 reattori catalitici in serie D-1701 e D-1702;
- ricevitore zolfo liquido F-1705;
- forno inceneritore termico B-1702;
- serbatoio dello zolfo prodotto F-7709.

L'unità SRU3 è un classico impianto Claus a 2 stadi in grado di produrre 160 t/d di zolfo liquido. L'impianto è esercito con aria arricchita di ossigeno (alla data attuale vengono forniti circa 3300 kg/h di O₂). Essa è costituita dalle seguenti attrezzature:

- caldaia a recupero C-7701;
- 2 reattori in serie D-7701 e D-7703;
- ricevitore zolfo liquido F-7708;
- forno inceneritore catalitico D-7703;
- serbatoio dello zolfo prodotto F-7709.

La sezione di trattamento dei gas di coda, impianto SCOT, prevede il trattamento dei gas in uscita da entrambi i Claus i quali contengono ancora SO₂ e tracce di H₂S, CO₂, CS₂ e zolfo elementare. La funzione dello SCOT è quella di effettuare la riduzione catalitica per mezzo di H₂ di S₂ e SO₂ formando H₂S. L'H₂S prodotto viene poi selettivamente assorbito nella sezione di lavaggio amminico (colonna assorbitrice E-7752). Il gas lavato nella colonna E-7752 passa in un KO drum e quindi inviato all'inceneritore catalitico D-7703 dove le ultime tracce di H₂S vengono ossidate a SO₂ e scaricate in atmosfera tramite il camino S10, unico per tutte le unità.

Nell'anno di riferimento (2004), la % di utilizzo del sistema Claus+SCOT rispetto al potenziale operativo è stato del 36%: tale valore deriva dal rapporto tra le tonnellate di zolfo prodotte nell'anno (36.000 t) e la somma delle potenzialità degli impianti (115+160 t/d).

Le modalità gestionali delle eventuali anomalie di tali impianti sono esplicitate nel Sistema di gestione Ambientale di raffineria. Relativamente a questo aspetto, si rimanda all'Allegato E.3 della presente istanza per i relativi dettagli.

Principali interventi di modifica

1989 Inserimento sezione trattamento gas di coda (unità SCOT – licenziatario LURGI)).

1994 Inserimento della linea ad ossigeno su SRU2.

7 – DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

2004 Revamping unità SRU2 con sostituzione caldaia.

2005 Revamping unità SRU2 mediante potenziamento linea ad ossigeno (da 900 kg/h a 1600 kg/h), L'impianto passerà ad una capacità di circa 115 t/d di zolfo prodotto.

7.26 Sistema di Raffreddamento

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: vedi tabella

Licenziatario: Hamon

Costruttore: Hamon

Potenzialità: vedi tabella

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria utilizza circuiti a torri (ad umido) Hamon del tipo a tiraggio indotto. In totale sono presenti sei circuiti così costituiti:

- un circuito monocella;
- un circuito a due celle;
- un circuito a quattro celle;
- 2 circuiti a sei celle;
- un circuito a otto celle.

L'acqua di make up è composta da una miscela di acqua industriale (prelevata da canale) e da acqua proveniente dall'impianto di trattamento effluenti.

In aggiunta al raffreddamento con acqua di torre, vengono impiantati air cooler.

Principali interventi di modifica

N:D:

7.27 Centrale TermoElettrica – unità 80

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: vedi tabella

Licenziatario: vedi tabella

Costruttore: vedi tabella

Potenzialità: vedi tabella

Descrizione processo e principali apparecchiature

La centrale termoelettrica di raffineria ubicata in SOI UTIL fornisce vapore, energia elettrica e aria compressa necessarie per il funzionamento degli impianti e degli offsites.

La CTE inoltre effettua, all'interno dei propri processi, il recupero delle condense di stabilimento.

L'impianto è inoltre collegato alla rete di trasmissione nazionale del GRTN ed è costituito da un sistema di turbine a gas collegate a caldaie a recupero per la cogenerazione di vapore ed elettricità. Nel dettaglio la centrale è costituita dalle seguenti unità:

- turbina a gas TG2 da 10 MW collegata alla caldaia a recupero Ruths B di tipo fired;
- turbina a gas TG5 da 25 MW collegata alla caldaia a recupero F300 di tipo fired;
- turbina a gas TG6 da 25 MW collegata alla caldaia a recupero F400 di tipo fired;
- turbina a vapore a contropressione TA7 da 10 MW alimentata con vapore di potenza;

Le turbine a gas principali TG5 e TG6 sono dotate di sistema rSTIG (iniezione di vapore in camera di combustione) per la riduzione alla formazione degli NOx.

Presso la centrale sono inoltre presenti:

- una caldaia tradizionale F50 in stand-by, precedentemente utilizzata in condizioni di emergenza al fine di produrre vapore da sfruttare nel turboalternatore e successivamente distribuito in rete;
- una caldaia F100, attualmente fuori servizio;
- un Turbo Alternatore TA3, attualmente fuori servizio
- una TurboGas TG1, attualmente fuori servizio

Siccome il nuovo impianto di Gassificazione, durante le fasi di avviamento, necessita di vapore di alta pressione, la caldaia F50, che veniva usata solo in caso di emergenza, attualmente deve essere avviata solo in corrispondenza delle fasi di avviamento della Gassificazione.

Per tenere conto ed evidenza di tale aspetto, si è stimato un possibile utilizzo della F50 evidenziando la portata dei fumi di scarico (90000 Nmc/h) nel quadro emissivo della Raffineria relativamente al camino S12.

La centrale utilizza quale principale combustibile il gas di raffineria (un gas ad elevato potere calorifico prodotto nei processi di lavorazione).

Restituisce alla raffineria l'energia elettrica ed il vapore richiesti dai processi di lavorazione, oltre all'acqua degasata

La rete di fuel gas di raffineria è costituita da 2 collettori eserciti ad AP (circa 15,5 bar) e a BP (circa 3,5 bar). I contributi di FG ad AP provengono essenzialmente da DeEtanizzatrici, Stabilizzatrici, circuiti di reazione ad AP, FCC mentre i contributi a BP provengono dalle produzioni di Topping 1, Topping 2, esubero dalla rete FG ad AP, circuiti degli impianti BP e l'esubero della rete H₂. Le utenze AP sono le turbine a gas e l'impianto Idrogeno (unità 25) mentre tutte le restanti utenze sono a BP.

Principali interventi di modifica

1990 Dismessa la linea di distribuzione di vapore ad alta pressione a 50 bar di raffineria, collegata al WHB dell'unità RC3; Messe fuori servizio le caldaie F100 e F200.

2003- 2005 A partire da fine 2003 è prevista l'entrata in servizio del primo gruppo termoelettrico della centrale EniPower posta accanto al sito della raffineria. La centrale complessivamente consta di 3 gruppi turbina a gas e HRSG da 350 MW elettrici per fornire

elettricità alla rete GRTN e vapore alla raffineria. 2 gruppi verranno alimentati a gas naturale mentre il terzo gruppo verrà alimentato con gas naturale e syngas prodotto dalla unità di gassificazione attualmente in costruzione. L'unità di gassificazione costituirà un'ulteriore impianto di raffineria e verrà alimentata con tar da visbreaker e produrrà syngas destinato all'alimentazione della turbina a gas e idrogeno per gli utilizzi di raffineria. Il nuovo assetto di produzione di energia elettrica comporterà l'ulteriore fermata dell'unità TG2/Ruths B, lo spegnimento della post-combustione per le caldaie F300 e F400 e l'utilizzo a capacità ridotta dell'impianto Idrogeno.

7.28 Impianto di Gassificazione – unità 30, 31, 33 e 37

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 2005

Licenziatario: Shell Global Solutions per la parte Gassificatori e SARU (Soot Ash Removal Unit)

Costruttore: Snamprogetti

Potenzialità: 50 t/h di Visbreaker TAR

Descrizione processo e principali apparecchiature

La finalità del processo è quella di convertire gli idrocarburi pesanti in un gas di sintesi pulito, che consenta di ottenere energia elettrica attraverso una turbogas dedicata (esterna alla raffineria). Nei reattori di gassificazione si realizza infatti l'ossidazione parziale, non catalitica, degli idrocarburi pesanti in presenza di ossigeno e vapore. La sezione di gassificazione è formata da due treni paralleli, ciascuno della capacità di 25 t/h di carica idrocarburica.

La carica è costituita prevalentemente dal residuo pesante proveniente dall'unità Visbreaker.

I prodotti principali in uscita sono idrogeno ad alta purezza, inviato alla rete di raffineria, ed il gas di sintesi che alimenta invece una turbina a gas della centrale EniPower, adiacente alla raffineria.

Il gas di sintesi prodotto è costituito prevalentemente da idrogeno e monossido di carbonio. Il calore sviluppato dalla combustione (temperatura di reazione circa 1340°C e pressione di esercizio circa 62 barg) è recuperato in una speciale caldaia che permette la produzione di vapore ad alta pressione.

La fase di avviamento dei gassificatori prevede che gli stessi vengano portati alla temperatura di reazione prima di immettervi gli idrocarburi pesanti e l'ossigeno, e ciò è fatto attraverso la combustione a pressione atmosferica di metano ed aria. Per poter tenere il reattore in leggera depressione e consentire una corretta combustione i fumi vengono inviati ai camini di avviamento (un camino per gassificatore). Tali camini sono utilizzati anche, essendo dotati di apposito eiettore, per creare depressione all'interno del reattore di gassificazione in caso di necessità di lavori di manutenzione sullo stesso.

Una serie di unità di trattamento permettono poi la pulizia del gas dagli incombusti e dagli inquinanti, quali azoto e zolfo. Un'unità dedicata permette inoltre la rimozione di una parte dell'idrogeno contenuto nel gas di sintesi per usi interni alla raffineria.

L'acqua utilizzata per togliere gli incombusti e le ceneri dal syngas (chiamata slurry) viene trattata in un sistema di filtri pressa e riciclata senza solidi nel processo. Invece il pannello di solidi che si forma nei filtri pressa (detto cake) viene trattato nel forno MHF (Multiple Hearth Furnace) in cui il carbone viene bruciato e le ceneri recuperate. Ciascun filtro pressa è provvisto di capottatura dotata di sistema di aspirazione che consente un continuo ricambio di aria all'interno.

Il forno MHF è mantenuto in depressione da un aspiratore dedicato. La flue gas proveniente dal forno MHF, dopo rimozione delle polveri, è inviata, come aria comburente (circa 17% O₂) al forno dell'impianto DP2. In caso di blocco del forno DP2 tale flusso è dirottato temporaneamente al camino S13. In caso di problemi al sistema di rimozione polveri o al sistema di aspirazione la flue gas MHF è dirottata direttamente al camino dell'isola 7 per consentire la fermata in sicurezza del forno. In caso di blocco del forno MHF la flue gas è dirottata automaticamente a camino sempre per consentire la fermata in sicurezza del forno.

Le ceneri prodotte dal forno MHF vengono insaccate in big bags utilizzando un apposito sistema a tenuta mantenuto in depressione da un aspiratore dedicato che prevede un idoneo sistema di filtrazione per l'aria in uscita.

L'impianto di Gassificazione è costituito dalle seguenti sezioni:

- reazione e recupero calore
- lavaggio del gas di sintesi
- COS/HCN idrolisi
- desolforazione syngas
- rimozione carbonili metallici

7 – DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE UNITÀ

- filtrazione acqua di lavaggio
- recupero ceneri metalliche
- separazione/recupero idrogeno (PSA4)

Principali interventi di modifica

N.D.

7.29 Stoccaggio e Movimentazione prodotti e semilavorati

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: ND

Costruttore: ND

Potenzialità: ND

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria viene approvvigionata di greggio mediante oleodotto di proprietà PRAOIL. L'approvvigionamento può avvenire anche tramite autobotte. Chemicals e altri additivi arrivano tramite autobotte (ATB) e ferrocisterna.

Relativamente al trasporto di prodotti finiti e semilavorati all'esterno, la raffineria si serve di un'altra rete di oleodotti che la collegano ai vari depositi del Gruppo. Anche in questo caso, tutte le reti sono interamente gestite da PRAOIL, inclusi i tratti interni alla raffineria (ad esclusione dei tratti fuori terra per la movimentazione e il trasferimento interno dei prodotti). Il trasferimento all'esterno dei prodotti e semilavorati è altresì garantito mediante autobotti (ATB) e ferrocisterne (FFCC).

Le pensiline di carico dei prodotti leggeri, dei bitumi e dello zolfo liquido sono dotate di un sistema di recupero ed abbattimento dei vapori che si generano a causa dell'alta volatilità e/o dall'alta temperatura dei prodotti in oggetto. Le emissioni derivanti dal sistema di recupero vapori (Vapor Recovery Unit – VRU) delle benzine e dei bitumi sono monitorate periodicamente dalla Raffineria attraverso campionamenti ed analisi effettuate da una Ditta Terza accreditata.

Per quanto riguarda il VRU dell'impianto di caricamento zolfo, dato l'esiguo e saltuario utilizzo, la Raffineria non ha previsto il monitoraggio periodico.

La dotazione di serbatoi di stoccaggio presso la raffineria ammonta ad una capacità geometrica complessiva pari a circa 2 milioni di m³. Nel dettaglio sono presenti:

- 8 serbatoi per lo stoccaggio del greggio;
- due parchi distinti per lo stoccaggio GPL costituito da un totale di 27 tra sigari e sfere (di cui attualmente 11 fuori servizio);
- 43 serbatoi per lo stoccaggio di prodotti leggeri;
- 44 serbatoi per lo stoccaggio di distillati medi (gasolio e kerosene);
- 30 serbatoi per lo stoccaggio di prodotti pesanti (olio combustibile);
- 30 serbatoi per lo stoccaggio di altri prodotti (slop, additivi di processo; fondami, zolfo, ecc.).

Sui serbatoi dedicati allo stoccaggio dei bitumi, al fine di mantenere fluido il prodotto, sono installate n°2 forni di piccole dimensioni alimentati a fuel gas di Raffineria, che usano come fluido riscaldante olio diatermico. Il riscaldamento dei serbatoi è mantenuto costante da un sistema di controllo che provvede all'avviamento/arresto del forno con conseguenti emissioni discontinue. Tali emissioni sono monitorate periodicamente dalla Raffineria attraverso campionamenti ed analisi effettuate da una Ditta Terza accreditata.

Parallelamente al sistema di riscaldamento, i serbatoi di bitume sono dotati di un sistema di recupero ed abbattimento dei vapori che si generano a causa dell'alta temperatura del prodotto contenuto al loro interno. Le emissioni derivanti dal sistema di recupero vapori (Vapor Recovery Unit – VRU) sono monitorate periodicamente dalla Raffineria attraverso campionamenti ed analisi effettuate da una Ditta Terza accreditata.

Principali interventi di modifica

N.D.

7.30 Unità di trattamento Acque Acide SWS 2 e SWS 3 – unità 71 e 78**Caratteristiche unità**

Anno di costruzione/installazione: Vari

Licenziatario: -

Costruttore: -

Potenzialità: 45, 35 t/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

I SWS trattano le acque acide provenienti dagli impianti dall'impianto Visbreaker (altrimenti destinate ai desalter del Topping), dall'impianto Hydrocracking, dall'impianto Naphta Hydrobon, dall'impianto HDS 1, dall'impianto HDS 2, dall'impianto HDS 3, dall'impianto FCC, dai Merox, dall'impianto Vacuum, dall'impianto Topping 1 e dall'impianto Topping 2.

I SWS della raffineria sono denominati SWS 2 e SWS 3 e possono indistintamente trattare le acque provenienti dai collettori di raccolta.

Principali interventi di modifica

N.D

7.31 Unità di trattamento Acque Reflue – unità 76 e API

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1910
Licenziatario: Lurgi
Costruttore: Lurgi
Capacità di trattamento: 800 m³/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria dispone di un impianto di trattamento reflui, denominato "TAE", che riceve tutte le acque di raffineria coltate mediante le seguenti linee fognarie:

- fognatura oleosa: acque di processo, acque meteoriche da aree d'impianto, spurghi e sfiori circuiti di raffreddamento, drenaggi serbatoi;
- fognatura semi-oleosa: spurghi caldaie e acque raccolte nelle trincee di scorrimento delle linee;
- fognatura meteorico-sanitaria: acque meteoriche da piazzali e aree di sosta, acque sanitarie;
- fognatura acida: acque derivanti da circuito di neutralizzazione dell'acqua demi.

Mediante il TAE, la raffineria tratta inoltre le acque provenienti dal vicino parco serbatoi di proprietà PRAOIL e, dalla fine del 2003, le acque reflue provenienti dalla vicina centrale EniPower.

L'impianto TAE ha una capacità massima continua di circa 800 m³/h ed è costituito dalle seguenti sezioni (si veda la figura seguente):

- sezione primaria: vasche API (tre unità in parallelo), stazione di sollevamento ed equalizzazione/accumulo;
- sezione chimico-fisica: flocculazione e flottazione;
- sezione biologica: sistema biologico a fanghi attivi, sedimentazione secondaria, filtrazione a sabbia;
- trattamento fanghi: disoleazione e ispessimento. L'ulteriore centrifugazione e inertizzazione dei fanghi viene effettuata presso la raffineria a cura di un Global Service che utilizza propri impianti.

I reflui in uscita dall'impianto vengono immessi in condotta interrata e riversati su collettore fognario consortile. Una quota parte dei reflui depurati (stimati in circa 160 m³/h durante il 2002) vengono riutilizzati in raffineria nella rete antincendio e nel circuito torri come acqua di reintegro (previo pre-trattamento).

Nell'anno di riferimento (2004), l'efficienza di depurazione totale dell'impianto è stata rispettivamente del 73,4% per il parametro Ammoniaca e del 94,63% per il parametro COD. L'efficienza di depurazione delle sole vasche biologiche è stata del 92,85% rispetto al parametro BOD₅. Le caratteristiche chimico-fisiche dell'effluente in ingresso all'impianto per l'anno di riferimento e i parametri operativi dell'impianto sono riportate nelle tabelle seguenti all'interno del presente paragrafo.

Presso la raffineria è inoltre operativo un impianto per il trattamento delle acque di falda denominato "TAF" (di proprietà di terzi). Tale impianto tratta, mediante ossidazione (con ozono) e filtrazione su sabbia, l'acqua prelevata dalle tre barriere idrodinamiche interne al sito e dalla trincea drenante esterna. Relativamente alle acque captate dalla trincea drenante esterna, fino a tutto il 2002 queste venivano trattate nel TAE e solo a partire dal 2003 sono state inviate presso il TAF. Infine, a partire dal 2003, tutta l'acqua trattata presso il TAF (circa 250 m³/h) viene riutilizzata presso la raffineria come acqua industriale.

A seguito di uno studio di fattibilità, la raffineria prevede l'installazione di un sistema di coperture delle vasche API, dotato di un sistema di aspirazione e trattamento dell'aria, ricca di VOC. Il dimensionamento dell'impianto di trattamento è stato effettuato in modo tale che l'effluente gassoso in uscita dal camino rispetti i limiti indicati dalla normativa vigente.

Figura 7-1 - Schema a blocchi dell'impianto TAE

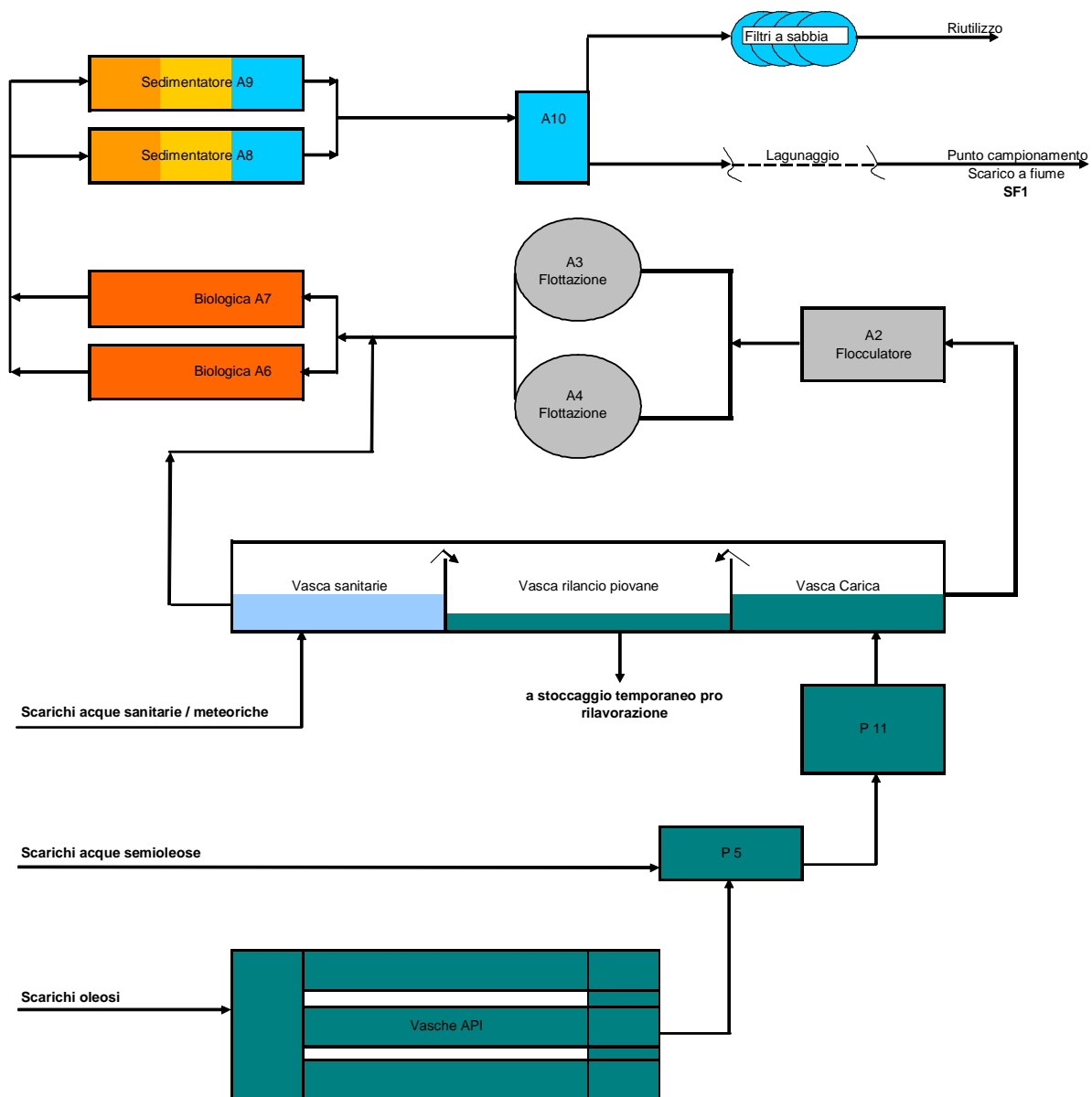


Tabella 12 - Caratteristiche acque in ingresso all'impianto di depurazione nell'anno di riferimento

Caratteristiche acque in ingresso all'impianto di depurazione nell'anno di riferimento		
Parametro	Anno 2004	
	t	ppm
pH	7,80	
Fosforo Totale (P)	44,42	6,69
Azoto nitroso	1,56	0,24
Azoto nitrico	5,31	0,80
Ammoniaca (NH₄)	87,04	13,11
Oli Minerali	1.033,71	155,70
BTEX	40,03	6,03
Fenoli	59,75	9,00
MTBE	17,46	2,63
Solfuri	13,28	2,00
COD	4.561,08	687,00
BOD₅	1.480,52	223,00

Tabella 13 - Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Chimico-Fisica dell'impianto di trattamento

Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Chimico-Fisica dell'impianto di trattamento				
Parametro	U.M.	Valori Minimi	Valori Medi	Valori Max ammissibil
pH		6,5	7,9	10
Conducibilità	µS/cm	510	1306	3170
COD	mg/l	240	666	2200 (***)
BOD ₅	mg/l		130	260
Azoto totale (*)	mg/l	7	17	20
Oli Minerali	mg/l	20	133	200
Ammoniaca (NH ₄)	mg/l	3	12	90
Cianuri totali (CN)	mg/l	0,12	0,12	0,23
Cloruri	mg/l	44	271	885
Cromo VI	mg/l	< 0,05	< 0,05	< 0,05
Fluoruri	mg/l	0,1	0,5	2,1
Fosforo Totale (P)	mg/l	0,98	2,78	9,5
Solfuri (H ₂ S)	mg/l	< 1	4,1	25
Fenoli totali	mg/l	2	10,7	31
Idrocarburi totali	mg/l	30	138	1010
Alluminio	mg/l	0,06	1,14	2,94
Cadmio	mg/l	< 0,01	< 0,01	< 0,01
Ferro	mg/l	0,7	5,48	75
Nichel	mg/l	< 0,01	0,1	0,32
Piombo	mg/l	< 0,01	0,05	0,21
Rame	mg/l	< 0,01	0,13	1,23
Zinco	mg/l	0,12	0,62	2,03
Metanolo	mg/l	1	5	260
Idrocaburi aromatici tot	mg/l	1,8	5,01	12,53
Benzene	mg/l	0,5	1,39	3,7
Toluene	mg/l	0,53	1,94	6,82
Etilbenzene	mg/l	0,06	0,28	1,7
m+p+o-xilene	mg/l	0,53	1,4	3,35
MTBE	mg/l	0,09	0,83	10

(*) Frazione ammoniacale + frazione organica

(***) Questo valore rappresenta la rimozione con solo DAF il quale garantisce valori massimi in uscita (ingresso biologico) di 500 mg/lO₂.

Tabella 14 - Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Biologica dell'impianto di trattamento

Valori di riferimento in ingresso alla Sezione Biologica dell'impianto di trattamento			
Parametro	U.M.	Valori Medi	Valori Max ammissibil
pH		7,9	10
COD	mg/l	180	500
BOD₅	mg/l	110	210
Azoto totale (*)	mg/l	7	20
Oli Minerali	mg/l	20	30

(*) Frazione ammoniacale + frazione organica

Principali interventi di modifica

1990 Incremento capacità di accumulo/egualizzazione mediante aggiunta di serbatoio da 20000 m3.
1992 Costruzione impianto di trattamento acque di falda (TAF).
1993/94 Potenziamento dell'aerazione nelle vasche di ossidazione del biologico mediante aggiunta di 4 nuove pompe centrifughe (impianto "Mix flow") e impianto ad ossigeno (impianto "Sapio").

7.32 Gestione dei Rifiuti

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: N.D.
Licenziatario: N.D.
Costruttore: N.D.
Capacità di trattamento: N.D.

Descrizione processo e principali apparecchiature

1 - PIAZZOLA ECOLOGICA

Presso la raffineria (così come definito dal Decreto Legislativo 22/97) è operante un'area di deposito preliminare/messa in riserva dei rifiuti (come da autorizzazione n° 10/2004 - R) dove questi vengono messi a dimora prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno.

Tale area è pavimentata ed impermeabilizzata, dotata di cordolo sull'intero perimetro, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario facente capo all'impianto di trattamento effluenti.

I rifiuti gestibili presso la piazzola ecologica sono quelli previsti nell'allegato A dall'autorizzazione N. 10/2004-R della Provincia di Pavia (vd. § 3).

Le varie tipologie di rifiuti sono stoccate all'interno di contenitori idonei al mantenimento degli stessi in totale sicurezza ad eccezione di alcune tipologie (es. rottami ferrosi) che vengono depositate a terra in aree delimitate. Le caratteristiche dei contenitori vengono definite in funzione del rifiuto che devono contenere conformemente alla normativa vigente in materia di confezionamento e trasporto dei rifiuti pericolosi e non.

Tali contenitori vengono collocati in zone delimitate ed identificate da apposita segnaletica, riportante la descrizione del rifiuto e codice CER.

2 - DISCARICA

Nella discarica vengono collocati i rifiuti speciali non pericolosi prodotti dalle lavorazioni della Raffineria previa trattamento di inertizzazione (impianto TOR) gestito in contratto di "global service" da ditta esterna specializzata.

I rifiuti speciali non pericolosi sottoposti ad inertizzazione sono i seguenti:

- fanghi da impianto di trattamento acque reflue;
- fanghi carbonatici da trattamento di addolcimento acque;
- catalizzatore esausto proveniente da impianto FCC
- eterogenei (terre da decorazioni e materiali inerti di risulta a granulometria eterogenea)

In discarica può essere inoltre smaltito il catalizzatore esausto da FCC non sottoposto a trattamento di inertizzazione, previa confezionamento in big bags.

Principali interventi di modifica

1999 approvazione del progetto ed autorizzazione alla realizzazione dell'ampliamento della discarica per una capacità utile totale di 62100 m3 di rifiuti.

7.33 Sistema di Torcia

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1963

Licenziatario: N.D.

Costruttore: N.D.

Capacità di trattamento: N.D.

Descrizione processo e principali apparecchiature

La raffineria è dotata di 2 collettori di blowdown. Il primo collettore, originario della costruzione della raffineria serve tutti gli impianti mentre il secondo sistema è stato costruito nel 1993 per servire l'impianto Hydrocracking, lo Steam Reformer e l'unità DesGas 3. I due circuiti sono collegati tra loro, con la possibilità in caso di emergenza di poter deviare il flusso su entrambe le torce.

Sul collettore di blowdown della prima torcia è installato un sistema di recupero gas mediante 3 compressori GARO per una capacità complessiva di 2,5 t/h di gas recuperato, che viene inviato in rete FG a BP.

Il circuito di blowdown idrocarburico nella parte terminale è dotato di una separatore per il recupero del liquido (poi inviato a slop) e di un KO drum prima dell'invio alla fiaccola.

Oltre al sistema di torcia idrocarburica la raffineria è dotata di un sistema di torcia acida che viene inviato ad una fiaccola posta sulla stessa struttura della torcia idrocarburica. Le torce sono dotate di bruciatori piloti indipendenti.

Le fiaccole sono dotate di sistema di bruciatori pilota a FG con iniezione di vapore per controllare la fumosità.

Principali interventi di modifica

'90s Dismissione esistente torcia "bassa" ed idrocarburica.

7.34 Produzione Aria Compressa

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: N:D

Licenziatario: N.D.

Costruttore: N.D.

Capacità di trattamento: N.D.

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'aria compressa costituisce il fluido motore per tutti gli attuatori pneumatici di Raffineria (es. valvole) e per una serie di utenze di "servizio".

A tale scopo, sono presenti in Raffineria 4 compressori centrifughi a 4 stadi, ciascuno dei quali in grado di produrre 5500 Nm³/h di aria compressa ad una pressione di 0,72-0,75 Mpa.

In condizioni normali di esercizio sono in marcia due soli compressori movimentati da motori elettrici ed in condizioni anomale, in caso di mancanza di energia elettrica, la continuità del servizio è garantita da una turbina a vapore (30 t/h; 1,47/0,34 Mpa).

Principali interventi di modifica

nessuno

7.35 Impianto di Demineralizzazione – unità 84

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 1962
Licenziatario: F.lli Rossetti
Costruttore: F.lli Rossetti
Capacità di trattamento: 180 mc/h (60+60+60 mc/h)

Descrizione processo e principali apparecchiature

Scopo del trattamento è l'eliminazione dall'acqua dei sali, potenzialmente dannosi per il corretto funzionamento delle caldaie e delle turbine a vapore degli impianti di processo. L'impianto, posto a valle delle vasche di acqua grezza dove avviene una prima sedimentazione delle parti solide presenti, tratta normalmente una portata d'acqua compresa tra 240 e 270 mc/h e prevede le seguenti sezioni:

- Decantazione
- Filtrazione
- Resine a Scambio Ionico
- Vasca di neutralizzazione
- Circuito fanghi

Il trattamento con resine a scambio ionico prevede 6 linee in parallelo aventi ognuna le seguenti potenzialità:

- n° 3 linee da 90 mc/ora
- n° 2 linee da 120 mc/ora
- n° 1 linea da 150 mc/ora
- Per l'affinamento finale sono installati n° 3 letti misti da 220 mc/ora.

L'unità di demineralizzazione è inoltre servita da un sistema di rigenerazione delle resine (anioniche e cationiche) periodico che permette di eliminare i sali accumulati e rigenerare l'efficienza di trattamento del sistema di trattamento a resine.

Principali interventi di modifica

1976: aggiunta di due ulteriori linee di trattamento (Filli rossetti) e del 3° Letto Misto (la potenzialità max viene portata a 240 mc/h)
1997: revamping dell'impianto con sostituzione del rigenerante (da acido solforico si passa ad acido cloridrico) – vengono inoltre apportate modifiche strutturali interne che portano ad un aumento della capacità di trattam max a 530 mc/h
2003: installazione della 6° linea (Bernardinello) da 160 mc/h che, sommata alla potenzialità precedente, porta l'impianto a 690 mc/h

7.36 Unità Trattamento acque di falda – unità TAF

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione: 2004
Licenziatario: Ecotec
Costruttore: Ecotec
Capacità di trattamento: 400 mc/h

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità di trattamento dell'acqua di falda mediante ossidazione con ozono si compone delle seguenti sezioni:

- Raccolta e pre-ossidazione
- Prima fase di ossidazione
- Prima fase di filtrazione su sabbia
- Seconda fase di ossidazione
- Seconda fase di filtrazione su sabbia

I flussi dell'acqua e dell'ozono all'interno dell'impianto viaggiano in controcorrente. L'acqua grezza da trattare viene ricevuta nel serbatoio SE-1 avente una capacità di 30 mc. In questo serbatoio l'acqua entra a contatto con l'ozono grazie ad appositi diffusori posti sul fondo.

Questa fase rappresenta una pre-ossidazione dello ione ferroso quale primo inquinante a essere aggredito.

L'acqua così trattata viene aspirata da una pompa e mandata ad alimentare i serbatoi dissolutori D01 1-2-3 collegati in parallelo.

La pressione all'interno di questi dissolutori è mantenuta a 2 bar.

In questa prima fase si ha la completa ossidazione del ferro e l'ossidazione del 40 % degli idrocarburi.

La capacità di ciascun dissolutore è di 25 mc.

Una portata di acqua in uscita dai dissolutori (80 mc/h) viene riciclata in ingresso agli stessi con lo scopo di miscelare l'ozono.

L'acqua in uscita dai dissolutori ad una pressione di 1,8 bar, alimenta il primo stadio di filtrazione su sabbia composta da una batteria di 5 filtri funzionanti in parallelo aventi come scopo quello di rimuovere gli ossidi formati nelle fasi di pre-ossidazione e primo stadio di ossidazione.

Per un buon funzionamento dei filtri è necessario eseguire un controlavaggio con 20-25 mc/h di trattata.

Dopo la prima fase di filtrazione l'acqua passa al secondo stadio di ossidazione nei serbatoi dissolutori DO2 1-2-3 aventi una capacità di 25 mc. Ciascuno.

La funzione di questo secondo stadio è quella di completare il processo di aggressione dei metalli (manganese), degli idrocarburi aromatici e degli oli.

Anche in questa sezione una parte di acqua in uscita dai dissolutori (50 mc/h) viene riciclata in ingresso agli stessi per favorire la miscelazione dell'ozono.

Successivamente l'acqua subisce un secondo processo di filtrazione su sabbia analogo al primo e quindi inviata in Raffineria per gli usi

Principali interventi di modifica

nessuno

7.37 Nuova Unità Deasphalting

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: Kellogg

Costruttore: SnamProgetti

Capacità di trattamento: 2.600 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto ha lo scopo di estrarre dal prodotto di fondo dell'unità Visbreaker, destinato alla produzione di olio combustibile ed in parte inviato all'unità di gassificazione, un taglio più pregiato costituito da distillati pesanti; questi ultimi sono inviati in carica agli impianti di conversione per la successiva produzione di gasoli e benzine. In tal modo è anche notevolmente ridotta la quantità del prodotto di fondo e quindi di olio combustibile prodotto dalla raffineria.

L'unità di Deasphalting è costituita da una sezione di separazione della carica e da una sezione di recupero del solvente utilizzato per la separazione stessa.

Separazione asfaltene

La carica, costituita dal prodotto di fondo dell'unità Visbreaker miscelato con solvente (isobutano), è inviato al separatore di asfaltene. Nelle condizioni operative del separatore di asfaltene (pressione e temperatura) gli asfalteni non sono solubili, precipitano ed escono dal fondo del separatore. La soluzione asfaltene-solvente riscaldata accede ad un separatore di flash, in cui avviene il recupero del solvente. L'olio deasfaltato, più leggero, è solubile nel solvente. La soluzione, costituita principalmente da solvente, fuoriesce dalla parte alta del separatore dell'asfaltene e viene inviata al separatore di DAO.

Separazione del DAO

Nel separatore, la soluzione di solvente e DAO è separata in una frazione leggera di "Olio Deasfaltato" (DAO), inviata in carica alle unità di conversione della raffineria, ed una frazione pesante, destinata all'unità di gassificazione.

Il solvente recuperato in condizioni supercritiche abbandona il separatore di DAO come solvente di ricircolo per essere inviato, previo scambio termico, nuovamente al separatore di asfaltene

La soluzione DAO-solvente è inviata in alimentazione ad un separatore di flash in cui viene recuperato circa l'80% dell'isobutano contenuto nella soluzione. La soluzione DAO-solvente residua è inviata a Strippaggio previo riscaldamento. Nello stripper il DAO è portato a contatto con vapore surriscaldato per abbassare il contenuto di solvente residuo nel prodotto.

Il prodotto DAO viene estratto dal fondo dello stripper ed inviato, previo raffreddamento, al parco serbatoi.

Recupero dell'Asfaltene

Previo riscaldamento, la soluzione asfaltene-solvente proveniente dal separatore di asfaltene viene inviata al separatore di flash dell'asfaltene, in cui viene recuperato circa il 95% dell'isobutano contenuto nella soluzione.

La soluzione asfaltene-solvente è inviata a stripper previo preriscaldamento, in cui è portata a contatto con vapore surriscaldato per abbassare il contenuto di solvente residuo nel prodotto.

Successivamente la soluzione è inviata ad un separatore di flash sottovuoto, dal fondo del quale si estrae l'asfaltene prodotto. Parte di esso, compresa tra 300 t/giorno e 600 t/giorno, viene raffreddata ed inviata a stoccaggio. La parte restante costituisce carica per l'impianto di gassificazione.

Recupero del Solvente

Il vapor acqueo ed i vapori di solvente in testa allo stripper del DAO si uniscono a quelli in testa allo stripper dell'asfaltene e vengono inviati ad un condensatore.

I vapori di solvente raffreddati misti ad acqua condensata vengono inviati ad un separatore, dove avviene la separazione delle due fasi.

I vapori di solvente vengono compressi nel compressore del solvente e miscelati ai vapori di solvente in testa al separatore di flash del DAO ed a quello dell'asfaltene.

Il fluido viene quindi condensato e ricircolato nel sistema mentre l'acqua separata viene avviata a sour water stripper.

Sezione Fluido Vettore Termico

Il calore necessario nel processo di deasphalting viene fornito da un sistema chiuso di circolazione di un fluido vettore termico (Therminol 68). Il fluido vettore viene riscaldato da apposito forno fino alla temperatura minima di circa 316 °C. Una volta riscaldato, il fluido viene immesso nel collettore che alimenta le utenze dell'impianto e, dopo aver ceduto calore ad esse, viene immesso nel collettore di ritorno e quindi nuovamente nell'accumulatore.

Il forno d'impianto è dotato di bruciatore di tipo Low NOx

7.38 Nuova Unità Hydrocracking (HDC2)

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: Chevron

Costruttore: SnamProgetti

Capacità di trattamento: 4.000 t/d

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'impianto Hydrocracker è in grado di lavorare gasolio pesante proveniente dall'impianto Vacuum (HVGO), e di incrementare la produzione di diesel, a basso tenore di zolfo (<10 ppm) e a basso contenuto di aromatici di circa 900 kt/anno. Produce un convertito idoneo per la produzione di basi lubrificanti di Gruppo III, che sono inviati alla raffineria di Livorno per la loro successiva lavorazione.

La nuova unità, two stage with recycle, è composta da:

- sezione di reazione;
- sezione di frazionamento dei prodotti di conversione;
- sezione di trattamento dei prodotti leggeri e degli offgas;
- sezione di recupero ed integrazione di idrogeno.

Sezione di reazione

La sezione di reazione dell'unità di Hydrocracking è costituita da due reattori. Un primo reattore è dedicato al trattamento del gasolio pesante proveniente dall'unità Vacuum HVGO (Vacuum Gas Oil) per la sua pressoché totale desolfurazione, denitrificazione e parziale saturazione e conversione. I prodotti che hanno subito cracking vengono recuperati con l'effluente del secondo reattore in una sezione di frazionamento. Il prodotto di fondo del reattore di I fase, l'UCO (Unconverted Oil), è inviato al reattore di seconda fase, di conversione vera e propria. Nelle due fasi di reazione si ottiene la conversione pressoché totale dell'HVGO in carica all'impianto.

Le reazioni avvengono con consumo di idrogeno che è alimentato in eccesso in parte miscelato e preriscaldato alla carica, in parte direttamente ai reattori per il controllo della temperatura e condizione di reazione.

L'idrogeno in eccesso, non consumato dalla reazione, è separato in due successivi stadi (alta pressione-alta temperatura e alta pressione-bassa temperatura), ricompresso con un compressore centrifugo e rialimentato alla sezione di reazione miscelato con idrogeno fresco (H₂ di make-up) proveniente dalle unità di produzione H₂ ad alta purezza di raffineria (impianto Steam Reformer via PSA2, di gassificazione via PSA4, di upgrading qualitativo PSA3) e portato alla pressione di reazione.

Sezione di frazionamento

La sezione di frazionamento è costituita da uno stripper e da una colonna atmosferica. Dopo i due stadi di separazione dell'idrogeno e gas, la corrente liquida residua viene inviata allo stripper del prodotto, la cui funzione primaria è quella di separare i prodotti leggeri (propano, butano e parte della nafta), che alimentano la sezione di recupero prodotti, dai prodotti pesanti (miscela di nafta, kerosene, diesel e residui del processo), che vengono inviati dal fondo dello stripper al frazionatore. Dal frazionatore vengono estratti i seguenti prodotti:

- nafta pesante;
- kerosene;
- diesel.

Sezione di Recupero Prodotti Finali Leggeri

La sezione di recupero prodotti leggeri è costituita da una colonna di deetanizzazione, un

assorbitore "sponge oil", una colonna di debutanizzazione, uno splitter benzina leggera/pesante. La sezione è progettata per separare i prodotti di testa dello stripper in fuel gas, GPL e nafta leggera. Il fuel gas è di natura acida, ricco in H₂S, e dopo la fase di separazione è sottoposto a lavaggio amminico prima di essere immesso nella rete Fuel Gas di raffineria.

La corrente offgas e la nafta leggera provenienti dallo stripper del prodotto e dal frazionatore vengono inviati in testa al sistema di deetanizzazione. Il deetanizzatore è ribollito a spese del calore ceduto dalla corrente di diesel destinata a stoccaggio.

Il prodotto di fondo della colonna deetanizzatrice alimenta la colonna di debutanizzazione. La colonna debutanizzatrice, ribollita a spese del calore del pumparound del frazionatore, separa il GPL dalla benzina.

Il GPL esce come prodotto di testa nella colonna di debutanizzazione, mentre il prodotto di fondo è benzina alimentata allo splitter per la separazione in benzina pesante e benzina leggera.

Il GPL è infine portato a contatto con ammina e sostanze caustiche per garantire le specifiche in merito al contenuto totale di zolfo. Le benzine leggera e pesante effluenti dallo splitter passano invece attraverso "assorbitori" di zolfo, atti a garantire il valore massimo (inferiore a 1 ppm wt) di zolfo che rende possibile la lavorazione di questi prodotti all'unità di isomerizzazione della benzina leggera e ai reformer della benzina pesante.

Sezione Reintegro Idrogeno

L'idrogeno alimentato al processo di Hydrocracking proviene dalla rete ad alta purezza di raffineria. Essa si trova ad una pressione di circa 25 bar g, l'idrogeno è quindi portato alla pressione adatta a essere alimentato alla sezione di reazione attraverso compressori alternativi a 3 stadi (2 compressori in marcia su 3). Parte dell'idrogeno può poi provenire dalla rete idrogeno a più bassa purezza, prodotto dalle unità di reforming delle benzine pesanti.

I forni sono dotati di bruciatore di tipo Low NOx.

Tutti i prodotti contenenti H₂S verranno trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico (MDEA) in grado di ridurre il tenore di H₂S nel gas a valori inferiori a 100 ppm; è prevista inoltre una nuova unità di rigenerazione dell'ammina (DESGAS 4) dimensionata per trattare tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio dell'unità Hydrocracking. I gas acidi di testa della colonna di rigenerazione verranno trattati in una nuova unità Claus, descritta di seguito.

Le acque reflue acide generate nel nuovo impianto verranno trattate in una nuova unità Sour Water Stripper (Unità SWS4), dimensionata in maniera tale da coprire non solo la produzione incrementale ma tale da comportare un incremento della capacità di lavorazione delle unità SWS di raffineria, incrementando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide. I gas di testa colonna verranno inviati al nuovo impianto Claus.

Per il catalizzatore sono previsti tre cicli di rigenerazione. L'unità è termicamente integrata con configurazione a 4 separatori. L'unità è ad alta pressione e viene utilizzato un sistema di recupero di energia basato sul salto da alta a bassa pressione sul liquido mediante turbina.

7.39 Nuova unità Claus (SRU 4)

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: Sirtec Migi

Costruttore: Sirtec Migi

Capacità di trattamento: 100 t/d di zolfo in carica

Descrizione processo e principali apparecchiature

La nuova unità di Hydrocracking comporta, in seguito all'elevato grado di desolforazione e denitrificazione raggiunto, una produzione incrementale di circa 400 kg/h di NH_3 e circa 3.500 kg/h di H_2S (provenienti dallo Zolfo e Azoto contenuti nell'HVGO di carica). Questi gas si ritrovano, insieme a quantitativi minori di H_2O e idrocarburi leggeri, nel gas acido proveniente dalla testa della nuova colonna di rigenerazione dell'ammina (DESGAS4 - prevalentemente H_2S) e nel gas acido di testa della nuova unità di strippaggio delle acque acide (SWS4 - una miscela di H_2S , NH_3 e H_2O).

Non essendo possibile assorbire detta produzione incrementale di gas acidi alle esistenti unità Claus (SRU2 e SRU3), si rende necessaria la costruzione di una nuova unità Claus (SRU4) comprensiva del trattamento dei gas di coda. La nuova unità Claus lavora in parallelo alle unità esistenti.

L'unità SRU4 è di tipo tradizionale, ad aria non arricchita con ossigeno, e è costituita da:

- bruciatore principale;
- reattori catalitici;
- condensatori dello zolfo in forma liquida;
- trattamento dei gas di coda, con conversione dell' SO_2 effluente dal processo Claus in H_2S e suo assorbimento in colonna di lavaggio e quindi rilavorazione a unità Claus per garantire una conversione complessiva del 99,5%;
- inceneritore catalitico dell' H_2S residuo (pari a meno dello 0,2% dello zolfo equivalente in carica all'unità Claus) a SO_2 prima dell'immissione in atmosfera.

La nuova unità è progettata per garantire un grado di recupero dello zolfo in carica pari al 99,8% peso, producendo uno zolfo liquido a specifica con meno di 10 ppm peso di H_2S e meno di 500 ppm peso di ceneri. Al contempo le emissioni a camino hanno un contenuto di H_2S inferiore a 1,5 ppm in volume, un contenuto inferiore a 40 mg/ Nm^3 di CO e inferiore a 150 mg/ Nm^3 di NOx. Il contenuto di polveri è trascurabile in quanto nel processo non sono presenti fattori che ne comportano la formazione.

La conversione globale garantita, con il trattamento dei gas di coda con tecnologia SCOT, è pari al 99,5%.

Il fattore di utilizzo previsto per la nuova unità è pari al 96%.

L'unità è stata concepita cercando di trarre la massima efficienza energetica. Tra le soluzioni adottate vi è la realizzazione della maggioranza dei processi di riscaldamento interni tramite vapore ad alta pressione autoprodotta (a vantaggio della minimizzazione dei consumi di Fuel Gas ed energia elettrica ove possibile).

Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio del processo per garantire il rapporto ottimale $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$.

7.40 Nuova unità di Lavaggio amminico (DESGAS 4)**Caratteristiche unità****Anno di costruzione/installazione:****Licenziatario:** -**Costruttore:** -**Capacità di trattamento:** -**Descrizione processo e principali apparecchiature**

Tutti i prodotti contenenti acido solfidrico provenienti dalla nuova unità Hydrocracker sono trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico. Il lavaggio amminico consiste nel "contattare" controcorrente il prodotto ricco in H₂S, con ammina MDEA "povera", in grado di assorbire l'acido solfidrico.

In uscita dalle colonne di lavaggio si ritrovano quindi:

- prodotti a limitatissimo tenore di H₂S (<100 ppm vol),
- ammina MDEA "ricca" in H₂S.

A valle delle colonne di lavaggio l'ammina "ricca" deve essere rigenerata per poi essere riutilizzata. La rigenerazione dell'ammina avviene tramite riscaldamento ad opportune condizioni di temperatura e pressione in una colonna rigeneratrice, dove:

- l'H₂S viene separato come prodotto di testa colonna,
- l'ammina, a questo punto "povera", costituisce il prodotto di fondo colonna.

L'acido solfidrico viene quindi processato agli impianti Claus, mentre l'ammina "povera", dopo opportuno e controllato raffreddamento, è pronta a nuovo utilizzo ed è ricircolata verso le colonne di assorbimento.

La nuova unità DESGAS4 è dimensionata per trattare tutta l'ammina utilizzata nei processi di lavaggio gas e GPL dell'unità Hydrocracker e nella colonna parte del trattamento del gas di coda della nuova unità Claus SRU4.

7.41 Nuova unità Sour Water Stripper (SWS 4)**Caratteristiche unità****Anno di costruzione/installazione:****Licenziatario:** SnamProgetti**Costruttore:** SnamProgetti**Capacità di trattamento:** 35 t/d**Descrizione processo e principali apparecchiature**

Le acque utilizzate per il lavaggio degli air coolers del circuito di reazione e le acque separate negli accumulatori di testa colonna come condense dei vapori di stripping, trovandosi in atmosfere ricche in H_2S e NH_3 , contengono assorbita una quota parte di questi gas.

La presenza di questi gas disciolti fanno sì che tali acque non possano essere trattate tal quali insieme alle acque effluenti di raffineria, ma necessitano di essere prima sottoposte a processo di stripping al fine di rimuovere gli H_2S e NH_3 disciolti.

In raffineria sono già presenti due unità di stripping delle acque acide (SWS2 e SWS3), ma la produzione incrementata di acque acide dalla nuova unità Hydrocracker richiede la costruzione di una nuova unità di stripping acque acide, SWS4.

La capacità di tale unità sarà tale da coprire non solo la produzione incrementale, ma tale da comportare un incremento della capacità di lavorazione alle unità SWS di raffineria, incrementando così il grado di affidabilità e disponibilità complessivo del sistema di trattamento acque acide.

Lo stripping avviene in una nuova colonna a piatti. Previo riscaldamento a spese dell'acqua strippata di fondo colonna, l'acqua acida è alimentata in testa colonna.

L'azione di stripping è ottenuta in due modi:

- con l'aggiunta di vapore diretto in colonna,
- tramite la vaporizzazione dell'acqua carica colonna stessa tramite ribollitori di fondo colonna (alimentati a loro volta con vapore, che viene però così recuperato come condensa e che non va "perso" insieme all'acqua strippata).

I gas di testa colonna, pressoché la totalità dell' H_2S e l'ammoniaca contenuti nell'acqua acida di carica, e vapore acqueo all'equilibrio, vengono quindi raffreddati e in parte condensati negli air coolers di testa colonna. L'acqua condensata è reflussata in colonna, i gas, mantenuti ad almeno $85^\circ C$ al fine di evitare fenomeni di condensazione e deposizione di sali lungo le linee, vengono invece mandati a trattamento alle unità Claus.

L'acqua strippata si raccoglie così come prodotto di fondo colonna e viene in parte riutilizzata come acqua di lavaggio e in parte smaltita nel sistema di trattamento acqua effluenti di raffineria.

7.42 Nuove torri di raffreddamento

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: SnamProgetti

Costruttore: SnamProgetti

Potenzialità: vedi tabella

Descrizione processo e principali apparecchiature

L'unità Hydrocracker e le unità ancillari (SWS4 e DESGAS4) comportano l'installazione di nuovi refrigeranti ad acqua. Per questo è associato al nuovo complesso di impianti un nuovo circuito chiuso di acqua di raffreddamento.

Come per il circuito esistente, l'acqua circolante è riportata alla temperatura idonea per l'utilizzo come refrigerante tramite nuove torri di raffreddamento. Le torri di raffreddamento abbassano la temperatura dell'acqua sfruttando il calore sottratto all'acqua stessa dalla evaporazione di una piccola parte di essa. L'evaporazione di questa parte di acqua viene ottenuta mettendola in contatto in controcorrente con una corrente d'aria. Questo sistema a circuito chiuso riduce il consumo di acqua in quanto le uniche perdite sono quelle all'atmosfera per evaporazione e di un blow-down contenuto che viene inviato al trattamento acque di raffineria.

Al fine di garantire un'elevata affidabilità del sistema, esso è costituito da tre nuove celle di torri di raffreddamento in aggiunta alle esistenti.

Le dimensioni di ciascuna cella sono stimate in circa 15 m x 11 m. Le torri, circolari, hanno un diametro di circa 8 m ed una altezza di circa 15 m.

Si stima che il fabbisogno aggiuntivo di acqua di raffreddamento per il nuovo Hydrocracker e dei suoi impianti ancillari sia di circa 3.000 m³/h massimi circolanti. L'aumento di fabbisogno induce un consumo idrico di 65 m³/h necessario per il reintegro dell'acqua delle torri refrigeranti. Comunque esso non induce prelievi idrici aggiuntivi, poiché è soddisfatto mediante ricircolo dell'acqua in uscita dall'impianto di trattamento di raffineria.

7.43 Nuova Torcia

Caratteristiche unità

Anno di costruzione/installazione:

Licenziatario: -

Costruttore: -

Capacità di trattamento: -

Descrizione processo e principali apparecchiature

Tutti gli apparecchi di raffineria che lavorano in pressione sono protetti da valvole di sicurezza che, al raggiungimento di una determinata soglia di pressione, scaricano il fluido di processo contenuto nel recipiente in un collettore comune e bruciati in torcia.

Data la rilevanza degli scarichi in condizioni di emergenza derivanti principalmente dalla nuova unità Hydrocracker HDC2, si rende necessaria la costruzione di un sistema di nuovi collettori di blow-down, k.o. e torcia dedicati.

L'unità consiste di due sistemi separati:

- Sistema Torcia Idrocarburi
- Sistema Torcia Acida

La funzione della Torcia Idrocarburi è di raccogliere e distruggere tutti gli scarichi gassosi di emergenza, nonché piccoli sfiati di processo (quali per esempio quelli dalle tenute dei compressori) che non possono essere trattati diversamente. Essa è inoltre dimensionata per il caso di depressurizzazione di emergenza dell'impianto Idrocracker. Attraverso il collettore di torcia gli scarichi (blowdown) dell'impianto Idrocracker sono convogliati ad un K.O. drum, dal quale, attraverso il collettore principale, raggiungono una guardia idraulica e vengono avviati al camino di torcia. La guardia idraulica è alimentata con acqua dalla rete acqua industriale di raffineria.

La funzione della Torcia Acida è di raccogliere gli scarichi gassosi di emergenza dalle unità SWS e Rigenerazione Ammine, ricchi in H₂S. Attraverso il collettore di torcia acida gli scarichi (blowdown acido) sono convogliati dall'impianto Idrocracker ad un K.O. drum, dal quale, attraverso il collettore principale, vengono avviati al camino di torcia.

I camini di entrambe le torce e i collettori di blow-down sono purgati in continuo con fuel gas, o azoto come back-up, allo scopo di assicurare un flusso minimo continuo nel camino e prevenire il ritorno di aria nel camino e la formazione di miscela esplosiva nello stesso.

In cima ai camini, immediatamente a monte dei bruciatori, sono previsti "filtri molecolari", allo scopo di ridurre il consumo di gas di purga. In caso di mancanza di gas, essi sono in grado di garantire contro il ritorno di fiamma nei camini per diverse ore.

Le torce sono dotate di bruciatori pilota sempre accesi, in grado di assicurare l'ignizione di tutti i gas combustibili scaricati in qualsiasi condizione di vento. In caso di spegnimento di un pilota, viene inviato un segnale di allarme in sala controllo. I piloti possono essere riaccesi mediante un sistema generatore di fronte di fiamma posizionato al suolo. Inoltre, la torcia è continuamente monitorata da sala controllo tramite sistema televisivo a circuito chiuso.