



**Studio di Impatto Ambientale
“Nuova unità di Steam
Reforming HMU3”**

RAM – Raffineria di Milazzo S.c.p.a.

**Volume 2 di 3
Quadro di riferimento Progettuale**

Aprile 2008

Quadro di Riferimento Progettuale

INDICE

Sezione	N° di Pag.
1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE OPERAM	1
1.1. Ubicazione	2
1.2. Storia	5
1.3. Descrizione generale del ciclo di lavorazione	6
1.4. Servizi ausiliari	21
1.4.1. Sistema di generazione di energia elettrica e vapore	23
1.5. Movimentazione materiali e parco stoccaggi	26
1.6. Bilancio di materia ed energia	28
1.6.1. Bilancio di materia	28
1.6.2. Bilancio di energia	29
1.7. Uso di risorse	32
1.7.1. Acqua	32
1.7.2. Materie prime ed ausiliari	33
1.7.3. Combustibili	33
1.8. Interferenze con l’Ambiente	34
1.8.1. Emissioni in atmosfera	34
1.8.2. Effluenti liquidi	41
1.8.3. Rifiuti	45
1.8.4. Rumore	47
1.8.5. Suolo e sottosuolo	47
1.8.6. Certificazione ambientale	48
2. DESCRIZIONE DELLA NUOVA UNITÀ PRODUTTIVA	49
2.1. Impianto Steam Reforming	51
2.1.1. Descrizione delle principali fasi di processo	51
2.1.2. Specifiche della carica d’impianto	54
2.1.3. Specifiche dei prodotti d’impianto	55
2.1.4. Produzione e consumi di impianto	55
2.1.5. Sistemi ausiliari	57
2.2. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione	58
2.3. Interconnecting	60
2.3.1. Sistema acqua di raffreddamento	60
2.3.2. Sistema aria compressa di Raffineria	60
2.3.3. Rete elettrica	61
2.3.4. Interconnessione di linee di processo	61
2.3.5. Sistema distribuzione gas naturale	61
2.3.6. Sistema antincendio	62
2.4. Analisi dei malfunzionamenti	63
2.5. Valutazione comparativa del progetto con le Migliori Tecniche Disponibili	65
2.5.1. Impianto Produzione Idrogeno	65
2.6. Fase di cantiere	67
2.6.1. Occupazione indotta del cantiere	67
2.6.2. Attività di sbancamento e demolizione	68
2.6.3. Attività di costruzione	70
2.6.4. Produzione di rifiuti	72

INDICE

Sezione	N° di Pag.
2.6.5. Traffico	72
3. DESCRIZIONE RAFFINERIA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTO ANTE OPERAM.....	74
3.1. Bilanci di materia ed energia	74
3.1.1. Bilancio di materia	74
3.1.2. Consumi di energia elettrica, vapore e combustibili.....	74
3.2. Uso di risorse	75
3.2.1. Acqua	75
3.2.2. Suolo e Sottosuolo	76
3.3. Interferenze con l’Ambiente	76
3.3.1. Emissioni in atmosfera	76
3.3.2. Scarichi idrici	79
3.3.3. Rumore.....	79
3.3.4. Rifiuti	79
3.3.5. Traffico	80
3.4. Impatti socio-economici indotti dalla realizzazione del progetto	80
3.5. Rappresentazione sintetica della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto	81

Allegati

Allegato 1 – Planimetria della configurazione attuale della Raffineria

Allegato 2 – Planimetria punti di emissione esistenti

Allegato 3 – Schema a blocchi di Raffineria con la nuova unità

Allegato 4 – Planimetria della configurazione futura della Raffineria

Allegato 5 – Layout e prospetto dell’impianto Steam Reformer HMU3

Allegato 6 – Planimetria punti di emissione futuri

1. DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ANTE OPERAM

La Raffineria di Milazzo è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio.

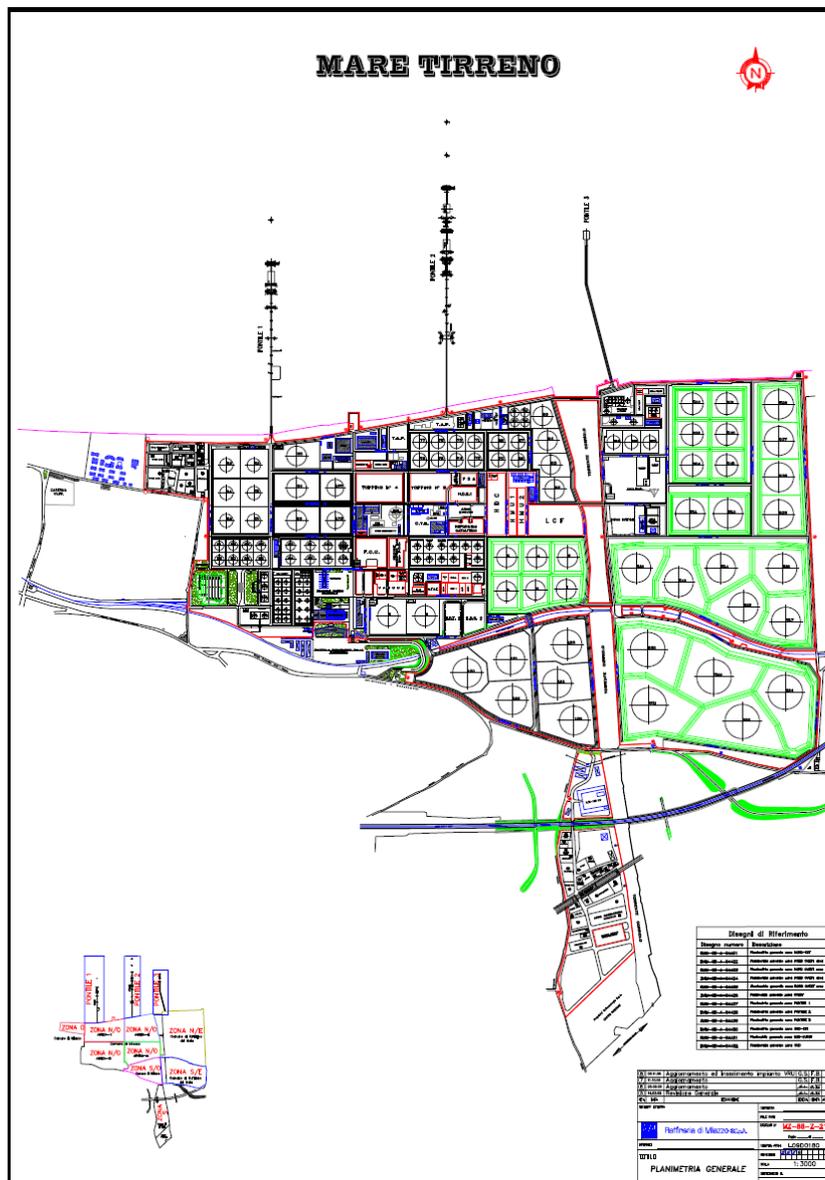
La Raffineria ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 20,4 milioni di t/a ed assicura il rifornimento dei prodotti petroliferi, per usi industriali e civili, ad una vasta area.

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

- propilene per l'industria petrolchimica;
- propano e miscela GPL per autotrazione e riscaldamento;
- benzine per autotrazione ;
- gasolio per autotrazione e riscaldamento;
- kerosene per aviazione;
- distillati pesanti;
- olio combustibile;
- zolfo liquido.

Il lay-out di Raffineria è riportato in Figura 1-1 ed in Allegato 1.

Figura 1-1: Planimetria della Raffineria di Milazzo



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

1.1. Ubicazione

La Raffineria di Milazzo è situata nel territorio del comune di Milazzo (ME), sul litorale Est di Capo Milazzo, ai due lati della foce del Torrente Corriolo.

Essa confina:

- a Ovest con la strada comunale Pendina ed un'area libera,
- ad Est con la Centrale termoelettrica Edipower.
- a Sud con la strada provinciale che collega la località Madonna del Boschetto (alla periferia di Milazzo) alla SS 113 Settentrionale Sicula (distante più di 300 m dai confini dell'Attività in esame). Sempre in direzione Sud, ad una distanza di oltre 500 m dai perimetri dell'area Raffineria, corre l'Autostrada Palermo - Messina.

La linea ferroviaria Palermo - Messina confina per un breve tratto, protetto da apposita galleria artificiale, con il perimetro della Raffineria.

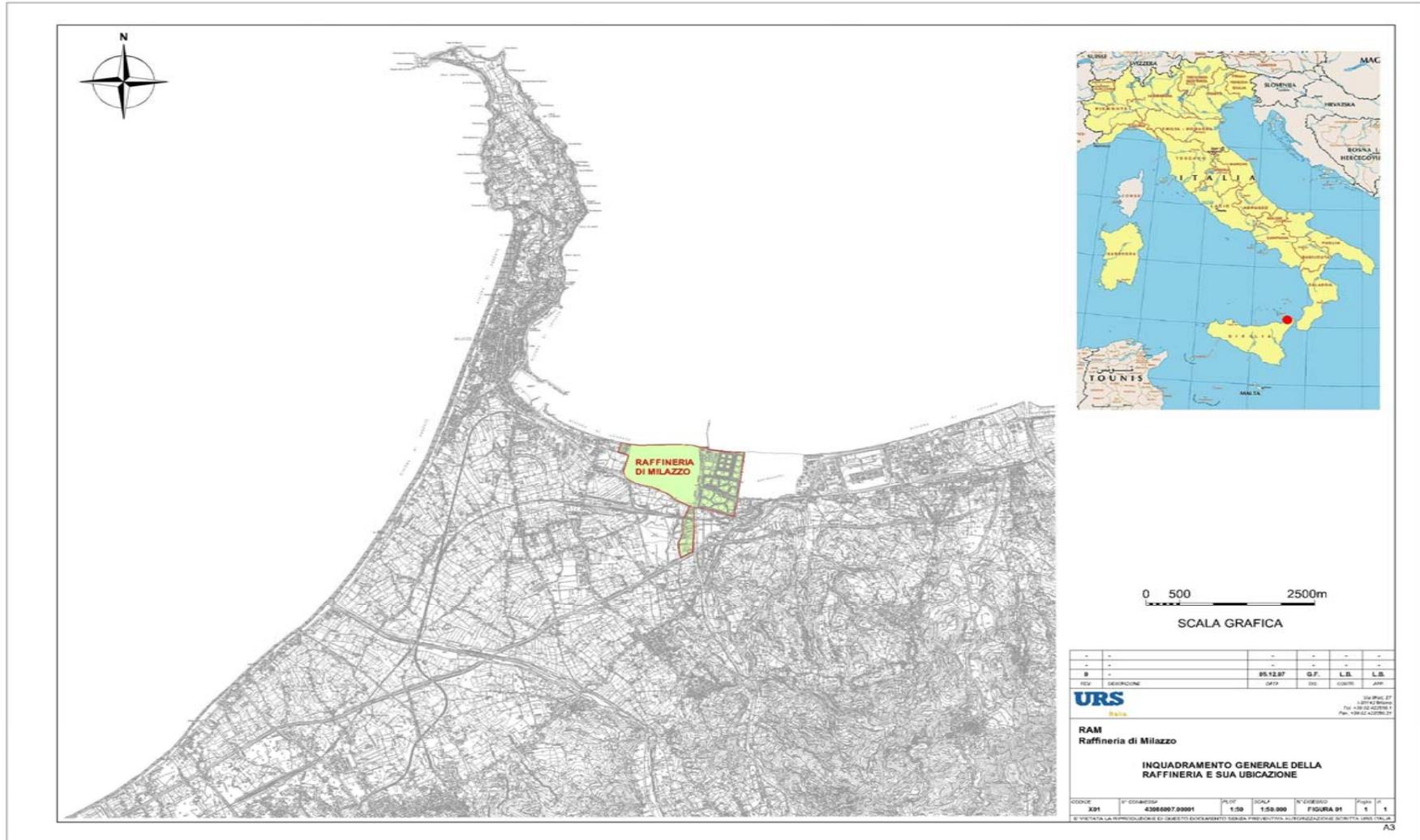
La caserma dei Vigili del Fuoco si trova a circa 500 m dal più vicino varco di ingresso alla Raffineria.

L'Ospedale Civile di Milazzo, in località S. Maria delle Grazie, dista dalla Raffineria meno di 2 km.

Entro un raggio di 5 km dal perimetro dello Stabilimento, in direzione Nord-Ovest si trova l'abitato di Milazzo, il cui centro dista circa 2 km.

Nell'area attorno alla Raffineria, considerando una circonferenza di circa 10 km di raggio dal centro della Raffineria stessa, sono presenti le aree urbane di Milazzo, S. Filippo del Mela, Pace del Mela, S. Lucia del Mela, Merì, Barcellona Pozzo di Gotto, Condò e Gualtieri Sicamino.

Figura 1-2: Inquadramento generale della Raffineria di Milazzo



1.2. Storia

La Raffineria di Milazzo, in origine denominata “Mediterranea Raffineria Siciliana Petroli S.p.a.” è stata costruita da un Gruppo privato italiano, entrata in esercizio il 03/10/61, ha operato fino al 1979, quando, per il sopravvenire della crisi petrolifera e per effetto di difficoltà finanziarie del gruppo, viene fermata e gli impianti messi in conservazione.

Nel marzo 1982, l’Agip Petroli, ha acquistato le azioni della Mediterranea e ha provveduto a ricondizionare parte degli impianti.

Alla fine del 1996 Kuwait Petroleum Italia acquisiva il 50% delle azioni di Milazzo e la Raffineria di Milazzo diveniva un joint venture tra Agip Petroli (AP) e Kuwait Petroleum Italia (Kupit).

A decorrere dal 01/01/97 la Raffineria ha modificato la propria ragione sociale in Raffineria di Milazzo S.p.A. il cui controllo è detenuto per il 50 % dall’Agip Petroli e per il 50 % dalla KUPIT e successivamente in Raffineria di Milazzo S.C.p.A. Il 01/01/03, a seguito della fusione per incorporazione di Agip Petroli in ENI S.p.A. (ENI), quest’ultima subentra ad Agip Petroli S.p.A.

Nel seguito ENI e Kupit verranno indicati anche con la denominazione comune di processori.

Nel corso degli anni la Raffineria ha subito una serie di modifiche tecnologiche e impiantistiche, fra le quali si segnalano:

- Autorizzazione ad elevare la capacità lavorativa a 20.400.000 t/anno di grezzo (1981);
- Realizzazione impianto produzione zolfo liquido 1 e trattamento acque acide 1 (1984);
- Realizzazione impianto Merox GPL 1 e isopentano (1987);
- Realizzazione impianto desolforazione nafta e reforming catalitico (1988);
- Realizzazione impianto desolforazione 1 (1990);
- Razionalizzazione centrale termoelettrica (1991);
- Realizzazione impianto MTBE (1992);
- Realizzazione impianto Idroisomerizzazione (1995);
- Realizzazione impianto Merox Kerosene (1993);
- Realizzazione impianto “unicracker” per la lavorazione dei distillati pesanti , impianto di produzione Idrogeno 1, OGA, SWS2 (1994);

- Realizzazione impianto LC Finer, impianto produzione Idrogeno 2 e impianto recupero zolfo 2, SCOT 1 e 2 (1997);
- Realizzazione impianto di desolforazione gasoli (2001), Merox GPL2, PSA;
- Realizzazione impianto di desolforazione benzine da FCC (2005);

1.3. Descrizione generale del ciclo di lavorazione

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 3 e 4) e in un'unità di Distillazione sotto Vuoto (Vacuum) che provvedono alla separazione del grezzo nei suoi componenti base per la formulazione di carburanti e combustibili, mediante apporto di calore e sfruttamento delle diverse volatilità relative dei vari componenti della miscela di idrocarburi.

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 da altri impianti di conversione, importati o ottenuti dalla lavorazione al Vacuum dei greggi a basso zolfo vengono alimentati all'unità di Cracking Catalitico a letto Fluido (FCC) del tipo "riser cracking". L'impianto è dotato 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 di 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 solforico in qualità di catalizzatore. I Gas esausti (caldi) provenienti dal rigeneratore dell'unità FCC, vengono 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.
- i distillati pesanti da Vacuum, ad alto tenore di zolfo, vanno in carica all'unità Unicracker (HDC), che consente la conversione a Naphta, Kero e Gasolio, mentre il prodotto di fondo idrogenato è anch'esso alimentato all'unità FCC.
- il Residuo Vacuum viene invece alimentato al complesso LC-Finer che ha lo scopo di realizzare la conversione del suddetto Residuo (composto da idrocarburi pesanti ad alto tenore di zolfo) in un distillato corrispondente alla

categoria merceologica degli oli combustibili a basso tenore di zolfo e in altre frazioni di distillati più leggeri. Il complesso LC-Finer è costituito da 3 unità tra loro funzionalmente interconnesse:

- a servizio degli impianti utilizzatori di idrogeno sono presenti due unità di produzione idrogeno, entrambi utilizzando la tecnologia di “steam reforming”; l’unità Idrogeno 1 (HGU1) e l’unità Idrogeno 2 (HGU2) di proprietà e gestione della soc. Linde Gas Milazzo ma coinsediato all’interno della Raffineria.

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

- unità di Desolforazione Catalitica dei Prodotti Leggeri (HDT) provenienti dalle unità di Topping; tale impianto prepara anche la benzina pesante d’alimentazione all’unità di Reforming Catalitico (REF CAT). La benzina prodotta dal Reforming, ad alto numero d’ottano, è il componente base impiegato per la formulazione delle benzine finite. I GPL prodotti da questi due impianti vengono stabilizzati e frazionati nel sistema dei Gas Saturi, mentre la benzina leggera è in parte alimentata alla Deisopentanizzatrice ed in parte utilizzata come carica per la petrolchimica.
- unità di Desolforazione Catalitica dei Distillati medi (gasoli e kerosene) (HDS-1) prodotti da Topping.
- unità MEROX KERO per la produzione dei jet-fuel per l’utilizzo dell’aviazione civile e militare.
- unità di Desolforazione Gasoli 2 (HDS-2) che opera la desolforazione catalitica dei gasoli provenienti dalle unità Topping, LCFiner e FCC permettendo l’adeguamento alle nuove specifiche sul contenuto di zolfo degli oli combustibili per autotrazione.
- Unità di Desolforazione Benzine 2 (HDT2) che opera la desolforazione catalitica della nafta proveniente dall’unità FCC.

Nel ciclo di lavorazione, altre unità complementari alle unità primarie e di conversione sono le unità MEROX BENZINE, per la benzina da FCC (3 linee), il MEROX GPL per il GPL da FCC/Topping e l’Isopentano (2.400 BPSD) ed il MEROX GPL2 che tratta il GPL proveniente dai Topping e dall’HDC.

I gas combustibili (Fuel Gas) prodotti da tutti le unità di conversione della Raffineria e destinati ai consumi interni (per forni a caldaie) ed i GPL prodotti dalle unità FCC/Reforming ed HDC vengono trattati con solventi amminici in apposite colonne di lavaggio, allo scopo di eliminare l’idrogeno solforato.

Parte del gas prodotto dall’unità HDT/reforming viene inviato all’unità PSA che tramite un sistema a setacci molecolari recupera l’idrogeno presente e lo invia alla rete di idrogeno della Raffineria.

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

Le correnti gassose ricche d'idrogeno solforato (H_2S) prodotte dalle colonne di rigenerazione dei solventi amminici e dalle colonne di strippaggio delle acque acide vengono inviate ai due impianti di Recupero Zolfo (SRU1 e SRU2, quest'ultimo utilizzando la tecnologia di “arricchimento con ossigeno”, che viene prodotto in un apposito impianto di produzione di ossigeno a setacci molecolari).

Lo zolfo prodotto viene movimentato in fase liquida ed è destinato in prevalenza ad impieghi nell'industria chimica.

Di seguito si descrivono sinteticamente le unità di raffinazione in esercizio presso lo stabilimento.

Unità Topping 3 – Unità 013

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 19.140 t/d.

Il processo di distillazione primaria costituisce il primo stadio di lavorazione del petrolio greggio per l'ottenimento dei vari prodotti che ne derivano, quali benzina, gasolio, olii combustibili, ecc. Esso ha lo scopo di effettuare il primo frazionamento del greggio in diverse miscele dei suoi componenti a caratteristiche analoghe.

Al fine di rendere più chiaro il funzionamento dell'impianto in esame, esso è stato suddiviso nei seguenti circuiti principali:

1. preriscaldamento e desalificazione del grezzo;
2. riscaldamento del grezzo e forno;
3. colonna di distillazione C-1 e pumparounds;
4. prelievi laterali e strippers;
5. circuito prodotto di fondo colonna C-1;
6. circuito prodotto di testa colonna C-1;
 - 6a) stabilizzatrice C-3;
 - 6b) splitter benzine C-4;

Unità Topping 4 – Unità 017

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 19.140 t/d.

Il processo di distillazione primaria costituisce il primo stadio di lavorazione del petrolio greggio per l'ottenimento dei vari prodotti che ne derivano, quali benzina, gasolio, olii combustibili, ecc. Esso ha lo scopo di effettuare il primo frazionamento del greggio in diverse miscele dei suoi componenti a caratteristiche analoghe.

Al fine di rendere più chiaro il funzionamento dell'impianto in esame, esso è stato suddiviso nei seguenti circuiti principali:

1. preriscaldamento e desalificazione del grezzo;
2. riscaldamento del grezzo e forno;
3. colonna di distillazione C-1 e pumparounds;
4. prelievi laterali e strippers;
5. circuito prodotto di fondo colonna C-1;

6. circuito prodotto di testa colonna C-1;
 - 6a) stabilizzatrice C-3;
 - 6b) splitter benzine C-4;
 - 6c) deisopentanizzatrice C-5;
 - 6d) depropanizzatrice C-6;
 - 6e) deisobutanizzatrice C-8.

Unità Vacuum – Unità 020

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 11.450 t/d.

L'impianto Vacuum opera principalmente per frazionare ulteriormente il residuo atmosferico proveniente dal fondo colonna topping, è un impianto del tipo “ad umido”.

Al fine di rendere più chiaro il funzionamento dell'impianto in esame, esso è stato suddiviso nei seguenti circuiti principali:

1. Preriscaldamento della carica;
2. Riscaldamento nel forno di carica;
3. Colonna vacuum;
4. Prelievi laterali;
5. Pumparounds, estrazioni laterali e lavaggi pacchi;
6. Prodotto di fondo colonna;
7. Sistema vuoto.

Unità Hydrocracking – Unità 023

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 5.500 t/d.

L'unità Hydrocracker (HDC) opera la desolforazione ed il cracking di un distillato pesante mediante processo catalitico. Il prodotto ottenuto dal suddetto processo viene ulteriormente distillato. L'impianto è caratterizzato dalle seguenti sezioni:

1. Carica e Riscaldamento gas di ricircolo;
2. Reazione;
3. Riciclo e make-up dell'idrogeno;
4. Prefrazionamento e frazionamento.

Unità FCC – Unità 030/050

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 7.000 t/d.

L'impianto opera in modo da produrre una rottura (cracking) delle molecole di idrocarburi pesanti, in presenza del catalizzatore mantenuto in fase fluida (Fluid Catalytic cracking); la carica all'impianto può essere spinta fino a 7.000 t/g (circa 2 milioni di t/anno) massimizzando i distillati di carica.

Si tratta di un impianto complesso nel quale si possono distinguere le seguenti unità principali:

- 1 Cracking catalitico a letto fluido (FCC):
 - 1a) reattore e rigeneratore;
 - 1b) frazionatrice principale;
 - 1c) CO Boiler;
 - 1d) sezione compressione ed assorbimento;
2. Frazionamento prodotti dall'FCC:
 - 2a) frazionamento benzine;
 - 2b) frazionamento GPL;
3. Lavaggio con soluzione amminica del gas/GPL;

Unità LC Finer – Unità 024

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 4.104 t/a.

L'impianto tratta le cariche di residuo della distillazione sotto vuoto (Vacuum) ad alto tenore di zolfo (fino al 5,4%) e realizza un processo di “idroconversione catalitica” tramite il quale il Residuo Vacuum, mediante reazione con idrogeno, è desolfurato e convertito in “naphta”, gasolio e olio combustibile a basso tenore di zolfo.

Nella sezione di reazione si opera la conversione termocatalitica degli idrocarburi costituenti la carica in tre reattori in serie dove avvengono le seguenti reazioni:

1. Cracking termico e idrogenazione (Hydrocracking);
2. Desolforazione;
3. Denitrificazione;
4. Demetallizzazione.

Il sistema di movimentazione del catalizzatore ha il compito di provvedere periodicamente ad allontanare dai reattori il catalizzatore esausto e ad alimentare il catalizzatore fresco. Il catalizzatore viene trasferito allo stato di sospensione utilizzando gasolio pesante come fluido di trasporto.

Nelle sezioni di frazionamento Atmosferica e Vacuum si attuano normali processi di distillazione frazionata, di ampio e tradizionale impiego nell'industria petrolifera.

L'impianto è suddivisibile nelle seguenti sezioni:

1. Sezione di Reazione;
 - 1a) Parte Alta Pressione;
 - 1b) Parte Bassa Pressione;
2. Sezione Frazionamento Atmosferico;
3. Sezione Frazionamento Vacuum;
4. Sistema Movimentazione Catalizzatore;
5. Sistemi ausiliari.

Unità Reforming HDT – Unità 200 e 300

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 2.630 t/d per la sezione pretreating e di 1.730 t/d per la sezione di reforming.

Lo scopo principale dell'impianto è la produzione di benzina per motori ad elevato numero di ottano a partire da nafta pesante di qualità inferiore, tramite un processo di Reforming Catalitico consistente essenzialmente nella conversione di idrocarburi paraffinici e naftenici in idrocarburi aromatici: le reazioni avvengono in presenza di catalizzatore a base di Platino e Renio a temperatura e pressione elevate ed in atmosfera ricca di idrogeno.

L'effetto del processo di Reforming Catalitico è in sostanza la produzione di idrogeno, la formazione di idrocarburi leggeri da uno a cinque atomi di carbonio, e la produzione di benzine ad elevato numero di ottano in cui il tenore di aromatici è notevolmente più elevato che nella carica di partenza, mentre sono diminuiti nafteni e paraffine.

Il catalizzatore è molto sensibile all'avvelenamento da zolfo e altri composti. Per tale motivo è presente, a monte del Reforming vero e proprio, una sezione detta di desolfurazione, che opera attraverso un trattamento di idrogenazione catalitica con formazione di idrogeno solforato, al fine di ridurre al minimo lo zolfo, le olefine ed i composti azotati.

L'unità desolfurazione dell'impianto tratta carica costituita da benzine di Topping in eventuale miscela con benzina da HDC (questa ultima può costituire al massimo il 40 % della carica). L'Unità di Reforming tratta carica costituita da benzina pesante.

Al fine di rendere più chiaro il funzionamento dell'impianto in esame, esso è stato suddiviso nei seguenti circuiti principali:

1. Unità desolfurazione (unità 200):

- a) sezione di reazione;
 - b) sezione di frazionamento;
 - c) sezione di lavaggio GPL;
2. Unità di reforming (unità 300):
- a) sezione di reazione;
 - b) sezione di distillazione benzina;
 - c) sezione di generazione vapore;

Unità Desolforazione Distillati Medi 1 – Unità 121/122

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 2.420 t/d.

L'unità è utilizzata in alternativa come unità di desolforazione (HDS), per rimuovere lo zolfo dalle frazioni petrolifere del kerosene e del gasolio mediante idrodesolforazione in presenza di catalizzatori.

Unità Merox GPL 1 – Unità 800

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 1.422 t/d.

L'impianto è finalizzato alla rimozione dello zolfo dalla miscela di GPL che arriva in carica agli impianti Merox dall'impianto FCC, tramite lavaggi con soluzioni di soda caustica. Il processo è costituito da due fasi principali:

1. Estrazione dei mercaptani da GPL;
2. Rigenerazione della soluzione caustica esausta.

Unità Merox GPL 2 – Unità 901

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 657 t/d.

L'impianto Merox GPL 2 è progettato per estrarre idrogeno solforato e composti mercaptanici da una corrente di GPL ottenuta dalle unità di stabilizzazione della benzina prodotta dalla distillazione atmosferica di grezzo KEC.

L'impianto è costituito da una prima sezione di Lavaggio del GPL con una soluzione di MDEA, nella quale viene effettuata la rimozione di gran parte dell'H₂S contenuto nel GPL in carica.

La miscela di GPL ,previo prelavaggio con una soluzione di soda, viene inviato alla sezione MEROX per effettuare la rimozione dei mercaptani in esso contenuti. Il processo realizzato in questa unità avviene attraverso un catalizzatore composto generalmente da gruppi ferrosi "chelati", chiamati catalizzatore "Merox". In presenza di aria (ossigeno) il Merox ossiderà i mercaptani presenti nella soluzione caustica trasformandoli in disolfuri. I mercaptani presenti nel GPL devono essere intimamente

mescolati con l'aria, la soluzione caustica ed il catalizzatore Merox per permettere la reazione di Ossidazione. La funzione della soluzione caustica è quella di sciogliere i mercaptani ed il catalizzatore fornendo il mezzo di reazione.

L'impianto Merox GPL 2 è essenzialmente costituito dalle seguenti sezioni:

1. sezione lavaggio GPL;
2. sezione Merox;
3. sezione de-etanizzazione.

Unità Merox Benzine FCC – Unità 070

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 3.495 t/d.

L'impianto UOP Merox Benzina opera un processo di solo addolcimento dei tagli di benzina da FCC col fine di eliminare il contenuto di mercaptani i quali hanno un cattivo odore, sono di natura acida e quindi corrosivi, riducono leggermente la suscettibilità delle benzine al piombo tetraetile e ne limitano la suscettibilità verso gli inibitori di ossidazione che vengono addizionati per prevenire la formazione di gomme durante lo stoccaggio.

Unità Merox Kerosene – Unità 014

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 1.248 t/d.

L'unità Merox tratta kerosene ed è composto da due linee parallele della stessa potenzialità, con due reattori, che consentono di ottenere prodotti in uscita caratterizzati da un contenuto di zolfo mercaptanico <30 ppm.

Unità Idrogeno 1 – Unità 025

L'unità ha una capacità pari a 90 t/d di idrogeno.

L'impianto, che alimenta la rete idrogeno della Raffineria, utilizza come carica il gas proveniente dalla rete di Raffineria additivato con propano/butano vaporizzato e surriscaldato. L'idrogeno viene prodotto mediante il processo di steam reforming di idrocarburi leggeri e purificato mediante adsorbimento su setacci molecolari.

L'impianto è suddiviso nelle seguenti sezioni:

1. compressione, lavaggio gas e GPL in carica;
2. idrogenazione olefine e desolforazione gas;
3. steam reforming e conversione dell'ossido di carbonio ad alta temperatura;
4. purificazione Idrogeno (PSA);
5. generazione Vapore

Unità MTBE – Unità 100

L'unità ha una capacità pari a 189 t/d di MTBE.

L'impianto produce MTBE (Metil Terz Butil Etere) che viene utilizzato come addittivante alle benzine per l'ottenimento del numero di ottano richiesto per i carburanti auto in sostituzione dei prodotti a base di piombo. L'impianto MTBE è costituito da cinque sezioni:

1. lavaggio carica idrocarburica (C4);
2. reazione;
3. distillazione;
4. recupero del Metanolo (MRU);
5. rimozione dei composti ossigenati (ORU).

La prima sezione provvede a preparare la carica in alimentazione al reattore. Nella seconda sezione si ha, in presenza di catalizzatore, la sintesi del MTBE.

L'effluente in uscita dal reattore è inviato alla sezione di distillazione dove si separa l'MTBE dalla frazione di carica non reagita (raffinato C4).

L'MTBE è inviato al limite batteria mentre il raffinato C4 è inviato alle altre due sezioni dell'impianto dove si provvede al recupero del Metanolo non reagito ed alla rimozione dei composti ossigenati.

Unità Idrolsomerizzazione (Hydrolso) – Unità 160

L'unità ha una capacità pari a 648 t/d di prodotto.

L'impianto è ubicato tra le unità MTBE e Alchilazione ed ha l'obiettivo di fornire a quest'ultima un'alimentazione che migliori la qualità dell'alchilato prodotto, tramite l'idrogenazione selettiva dei butadieni e l'isomerizzazione del butene 1 in butene 2 (cis e trans) contenuti nella carica C4 proveniente dall'impianto MTBE. L'impianto si può suddividere in tre sezioni principali:

1. preparazione della carica;
2. reazione;
3. stabilizzazione.

Unità Alchilazione – Unità 060

Per rendere più chiaro il ciclo della Sezione di Alchilazione, essa è stata suddivisa in vari circuiti:

1. circuito unità di reazione e separazione acido;

2. circuito di refrigerazione;
3. circuito di trattamento dell'effluente di reazione e recupero isobutano e separazione n-butano.

Unità Rigenerazione Acido – Unità 060

L'impianto in oggetto permette la rigenerazione dell'Acido Solforico, impiegato come catalizzatore della reazione di Alchilazione, mediante aggiunta di SO₃ alla soluzione esausta.

Al fine di rendere più chiaro il funzionamento dell'impianto in esame, esso è stato suddiviso nei seguenti circuiti principali:

1. circuito di decomposizione dell'acido solforico;
2. circuito di purificazione;
3. circuito di reazione.

Unità Desolforazione Gasoli 2 HDS 2 – Unità 400

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 7.410 t/d.

L'unità è progettata per trattare una miscela costituita da gasolio da distillazione primaria di grezzo Kuwait (75% vol.), da Light Cycle Oil prodotto dall'unità FCC (10% vol.) e da gasolio prodotto dall'unità LC-Finer (15% vol.).

La desolforazione del gasolio avviene essenzialmente attraverso reazioni di idrogenazione dei composti solforati presenti con conseguente trasformazione dello zolfo legato in idrogeno solforato e formazione di molecole di idrocarburi prive di zolfo. Affinché queste reazioni possano avere luogo vi è bisogno di un apporto di idrogeno dall'esterno.

L'impianto è suddivisibile nelle seguenti sezioni:

1. sezione di rilancio delle correnti di alimentazione;
2. sezione di reazione;
3. sezione di strippaggio;
4. sezione di essiccamento;
5. sezione di lavaggio gas.

Unità Desolforazione benzine HDT 2 – Unità 500

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 3.390 t/d di benzina da LC Finer.

Lo scopo dell'impianto è la riduzione del contenuto di zolfo presente nella nafta proveniente da FCC utilizzando il processo di idrodesolforazione licenziato da CD Tech.

Il processo consta di due colonne di distillazione catalitiche, di due colonne di distillazione convenzionali complete di separatori di riflusso, pompe e ribollitori, di compressori di riciclo idrogeno, di un reattore di idrodesolforazione finale (Polishing Reactor), di un lavaggio amminico e relativi recuperi energetici.

L'impianto è caratterizzato nelle seguenti sezioni:

1. sezione CD Hydro Naphta Splitter;
2. sezione CD HDS Column, Amine Absorber, Recycle Gas Compression;
3. sezione Polishing Reactor & H₂S Stripper;
4. sezione Naphta Stabilizer.

Unità Lavaggio Gas e Rigenerazione Ammine OGA – Unità 028

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 6.157 t/d.

L'impianto è stata progettata in modo da poter lavare una corrente di gas acido proveniente dall'impianto Hydrocracker, dall'impianto Lavaggio GPL e dall'impianto LC-Finer; l'unità comprende anche una sezione per la rigenerazione, sia dell'ammina utilizzata per il lavaggio del gas da Hydrocracker, da Lavaggio GPL, da impianto LCF e dall'impianto Idrogeno 1 della Raffineria, sia delle correnti amminiche, ricche di H₂S, provenienti dagli impianti Zolfo 1-2 - sezioni Scot 1-2).

Per l'assorbimento dell'H₂S viene utilizzato un solvente amminico denominato MDEA (metildietanolamina).

Le due unità di Lavaggio Gas e Rigenerazione Ammina (OGA) sono dimensionate, rispettivamente, per lavare una corrente di gas acido ricco di H₂S, con una portata di 330 ton/g (99.000 ton/anno), e per rigenerare l'ammina utilizzata nel lavaggio, con una portata di 4.200 ton/g (1.386 milioni di ton/anno).

L'unità di lavaggio gas risulta costituita da:

1. sezione di lavaggio gas;
2. sezione di rigenerazione;
3. sezione di recupero scarichi e stoccaggio della soluzione amminica.

Unità Lavaggio Amminico DEA 122 – Unità 122

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 5.240 t/d (DEA 122 + DEA 1 + DEA 2).

La sezione 122, lavaggio amminico, utilizza una soluzione di DEA (Dietanolamina) per rimuovere l'H₂S contenuto nelle correnti gassose prodotte nella sezione 121.

Unità Rigenerazione Ammine DEA 1 e DEA 2 – unità 67 e 68

Gli impianti DEA 1 e 2 hanno la funzione di rigenerare la soluzione di MDEA (Metildietanolamina) esausta proveniente dall'unità Concentrazione Gas. La rigenerazione viene realizzata in una colonna di stripping e consiste nel desorbimento dalla soluzione di MDEA esausta dei componenti gassosi acidi (H₂S e CO₂ in particolare) da essa assorbiti nelle colonne C-203 (lavaggio gas) e C-206 (lavaggio GPL) dell'unità Concentrazione Gas.

Gli impianti di rigenerazione DEA 1 e DEA 2 sono costituiti da apparecchiature concettualmente e costruttivamente identiche, fatta eccezione per il sistema di condensazione dei vapori di testa colonna, costituito da ventilatori ad aria nel caso dell'impianto DEA 1 e da condensatori ad acqua industriale per l'impianto DEA 2. Pertanto, essendo i due impianti analoghi sia come apparecchiature sia come dimensionamento, il presente paragrafo prenderà a riferimento l'impianto DEA 1.

Unità SWS 1 – Unità 080

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 3.8.40 t/d (SWS 1 + SWS 2)

L'impianto Sour Water Stripper 1 (SWS1) ha la funzione di operare il trattamento delle acque acide provenienti dagli impianti FCC e Vacuum per eliminare i prodotti inquinanti in esse contenuti, quali idrogeno solforato, ammoniaca e idrocarburi.

Le acque strippate vengono inviate all'impianto TAS o al sistema desalters, gli oli sono inviati ai serbatoi di Slop, gli idrocarburi leggeri vengono vaporizzati ed inviati ai bruciatori dell'impianto Claus mentre i gas acidi vengono inviati all'impianto Claus (ossidazione).

Il processo è costituito da 2 fasi principali:

1. Decantazione e separazione acque-idrocarburi;
2. Strippaggio.

Unità SWS 2 – Unità 079

L'impianto ha lo scopo di rimuovere l'acido solfidrico e l'ammoniaca dalle acque prima di inviarle all'impianto Trattamento Acque o al sistema di desalters.

La carica di progetto è costituita da quattro correnti provenienti dall'impianto Hydrocracker, dall'impianto LC-Finer e dalle sezioni SCOT 1-2 dei SRU 1-2 oltre ad altri impianti (prevalentemente impianto Vacuum).

Il processo è costituito da 2 fasi principali:

1. Accumulatore di carica;
2. Strippaggio.

Unità SRU 1 (Zolfo 1 e SCOT 1) – Unità 090 e 091

L'unità ha una capacità di trattamento pari a 412 t/d di zolfo liquido (SRU1 + SRU2).

Il processo di recupero dello Zolfo applicato nell’Impianto, noto come “Processo Claus”, è basato sulla combustione parziale dell’Idrogeno Solforato con aria.

La reazione di formazione dello Zolfo allo stato di vapore avviene in modo parziale in una camera di combustione e viene completata successivamente in due reattori catalitici in serie.

L’Unità SCOT, di nuova introduzione, realizza la depurazione dei gas effluenti dall’unità di recupero Zolfo mediante conversione totale ad H₂S di tutto lo Zolfo libero o combinato presente, mediante idrogenazione catalitica.

Lo scopo dell’Unità SCOT è di abbattere lo zolfo contenuto nel gas inviato al trattamento finale di combustione nell’ossidatore termico, in modo da ottenere un effluente finale con basso valore di emissione di SO₂.

L’impianto Zolfo 1 può essere suddiviso nelle seguenti sezioni:

1. Unità Claus;
2. Degasaggio dello Zolfo;
3. Sezione SCOT;
4. Ossidatore Termico;
5. Stoccaggio zolfo e pensilina caricamento.

Unità SRU 2 (Zolfo 2 e SCOT 2) – Unità 092 e 093

Il processo dell’unità SRU 2 è analogo a quello dell’unità SRU 1. L’impianto può essere suddiviso nelle seguenti sezioni:

1. Unità Claus;
2. Degasaggio dello Zolfo;
3. Sezione SCOT;
4. Unità VSA per la produzione di ossigeno;
5. Stoccaggio zolfo e pensilina caricamento.

1.4. Servizi ausiliari

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 1-1: Principali impianti ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Centrale Termoelettrica	Per la generazione di vapore e di energia elettrica, in Raffineria è operativa una Centrale Termoelettrica comprendente un gruppo di cogenerazione costituito da: <ul style="list-style-type: none"> • un turbogeneratore a gas della potenza di 25 MW ed un generatore di vapore a recupero e postcombustione da 130 tonn/ora di vapore a 51 ATE; • una caldaia a fuoco diretto da 130 tonn/ora di vapore a 51 ATE; • un turbogeneratore a vapore a derivazione e contropressione della potenza di 18 MW; • un turbogeneratore a vapore a contropressione della potenza di 4 MW.
Distribuzione energia elettrica	L'energia elettrica viene interscambiata con la rete di distribuzione nazionale attraverso una sottostazione di trasformazione a 150 KV, con nodo di parallelo da 20 KV.
Blow-down e torcia	La Raffineria è dotata di 3 collettori di blowdown, 2 dei quali convogliano i flussi gassosi a 2 torce idrocarburiche mentre il rimanente alla torcia acida presente in Raffineria. In particolare i collettori di blowdown collegati alle torce idrocarburiche ricevono da un sistema di scarichi di emergenza, dreni e vari collegamenti che convogliano anche gli scarichi delle tenute di alcune apparecchiature. Sul principale collettore a torcia idrocarburica a servizio della maggior parte delle unità di Raffineria risulta installato un sistema di recupero gas mediante compressori speciali ad anello liquido (GARO).
Produzione e distribuzione aria compressa	Il sistema di fornitura di aria compressa è costituito da apparecchiature per la produzione e sistemi per la distribuzione dell'aria compressa. Il “sistema” dell'aria compressa è costituito da 5 compressori, di cui 4 elettrici ed uno d'emergenza diesel. Il sistema è dotato inoltre di strutture per l'essiccamento dell'aria e di linee di distribuzione che adducono l'aria ai vari impianti; sono presenti un circuito per l'aria strumenti ed uno per l'aria servizi.
Distribuzione acque di raffreddamento	La Raffineria utilizza a scopo raffreddamento delle proprie apparecchiature acqua di raffreddamento a circuito chiuso, che viene raffreddata mediante un sistema di torri di raffreddamento. L'unità è complessivamente costituita da tubazioni, valvole, pompe del sistema di distribuzione acqua e torri di raffreddamento: <ul style="list-style-type: none"> • a tiraggio naturale, della capacità di 5.000 m³/h; • a tiraggio forzato, elettrico, della capacità di 10.400 m³/h;

Impianti Ausiliari	Descrizione
	<ul style="list-style-type: none"> • a tiraggio forzato, elettrico, della capacità di 7.000 m³/h.
Distribuzione acque industriali	<p>La Raffineria utilizza acqua di ricircolo proveniente dall'impianto di trattamento TAP attivo presso il sito, a copertura di buona parte del fabbisogno interno di acqua grezza (reintegro circuito torri di raffreddamento ed antincendio). La quota ad integrazione è prelevata dal sottosuolo tramite 24 pozzi di captazione delle acque sotterranee (di cui solo 15 in continuo emungimento), e dal mare tramite un'opera di presa ubicata a ca. 170 m dalla linea di costa (trattata con dissalatore a termo-compressione prima dell'immissione nella rete di Raffineria).</p>
Impianto produzione acqua demineralizzata	<p>L'acqua demineralizzata per l'alimento caldaie e per gli impieghi di processo, è prodotta in un impianto composto da 3 linee con la portata ciclica netta di acqua demineralizzata di 1260 m³ per linea e portata netta oraria di 140 m³ per linea. L'impianto può funzionare anche con due linee in parallelo, sfalsando il ciclo del 50% mentre la terza linea è in rigenerazione.</p> <p>L'acqua grezza proveniente dall'impianto di filtrazione è la carica dell'impianto di demineralizzazione dove, per mezzo di speciali resine a scambio ionico, vengono eliminati tutti i Sali e la silice presenti, in maniera da produrre acqua idonea per l'alimentazione dei generatori di vapore.</p>
Impianto di dissalazione	<p>L'impianto, costituito da due linee gemelle arrangiate in parallelo, utilizza acqua mare per produrre acqua demineralizzata destinata agli usi di Raffineria.</p>
Impianto di stoccaggio azoto	<p>In Raffineria è previsto uno stoccaggio di azoto, nell'area servizi, costituito da 2 polmoni da 20.000 litri/cadauno. Un polmone è provvisto di evaporatore con scambio con l'aria atmosferica; mentre per il restante è previsto scambio con acqua industriale.</p>
Rete antincendio	<p>La rete antincendio di Raffineria copre tutte le aree del sito ed è adeguata ai requisiti di legge .</p> <p>L'alimentazione della rete è garantita, in condizioni normali dall'effluente depurato dell'impianto di trattamento reflui TAP.</p>
Distribuzione Fuel Oil e Fuel Gas	<p>La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di fuel gas e fuel oil utilizzato come combustibile nei forni e nelle caldaie della Raffineria.</p>
Trattamento Acque Scarico TAS	<p>I reflui provenienti dagli impianti di Raffineria, dai serbatoi e dalle attrezzature in genere situate ad Ovest del torrente Corriolo, oltre alle acque meteoriche che confluiscono nella stessa area vengono trattati alla sezione TAP (Trattamento Acque di Processo) del TAS. Il TAP ha una capacità di trattamento di 14.400 m³/d.</p> <p>I drenaggi di serbatoio, ovvero dei drenaggi dei serbatoi ubicati nella zona della Raffineria ,ad est del torrente Corriolo e dalle acque piovane che confluiscono in quel tratto di fogna durante il periodo invernale vengono trattati alla sezione TAZ (ex Trattamento Acque di Zavorra) del TAS. Il TAZ ha una capacità di trattamento di 36.000 m³/d.</p>

Infine, tra le altre dotazioni della Raffineria, si evidenziano:

- il Laboratorio Chimico in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico di flussi liquidi e gassosi degli impianti e dei prodotti finiti, oltre alle specifiche analisi a valenza ambientale su:
 - stream intermedi dell'impianto TAS, scarico da TAS secondo un apposito Piano Analitico Acque;
 - qualità dei prodotti/combustibili impiegati in Raffineria, per la verifica del tenore di zolfo nell'OC e di H₂S nel FG;
 - efficienza degli analizzatori per il controllo della combustione ai forni di Raffineria.
- le officine di manutenzione meccanica, elettrica e strumentistica, dotate di tutte le attrezzature necessarie per la gestione e la realizzazione degli interventi in sito.

1.4.1. Sistema di generazione di energia elettrica e vapore

Per la generazione di vapore e di energia elettrica, in Raffineria è operativa una Centrale Termoelettrica (CTE) costituita da due caldaie C-5 e C-201, alimentate ad olio combustibile e gas di Raffineria che producono vapore ad alta pressione per la rete di Raffineria e per l'alimentazione del Turbogeneratore a vapore TGV-301, da 18 MW di potenza elettrica. La caldaia C-201 è anche alimentata dai fumi di un turbogeneratore a "fuel gas" TG-101 in grado di produrre 25 MW di potenza elettrica. Lo schema di produzione è inoltre completato da un gruppo di produzione a contropressione da 3,7 MW (TVG4).

Quali generatori di vapore vanno aggiunti il CO-Boiler, annesso all'impianto FCC, alimentato ad olio combustibile e gas di Raffineria, e la caldaia per recupero calore, annessa all'impianto Idrogeno 1, entrambi in grado di produrre vapore ad alta pressione (50 bar).

Va considerato tuttavia che, ai fini del bilancio di vapore, parte del vapore ad alta pressione (51 bar) è inoltre acquistato dall'adiacente centrale di cogenerazione Termica Milazzo (ex Sondel); questo consente, compatibilmente con le esigenze di produzione e con le attività periodiche di manutenzione degli stessi generatori, di mantenere in stand-by caldo la caldaia di produzione vapore C-5 e ridurre la produzione di vapore della caldaia C-201 e del CO-Boiler al minimo tecnico.

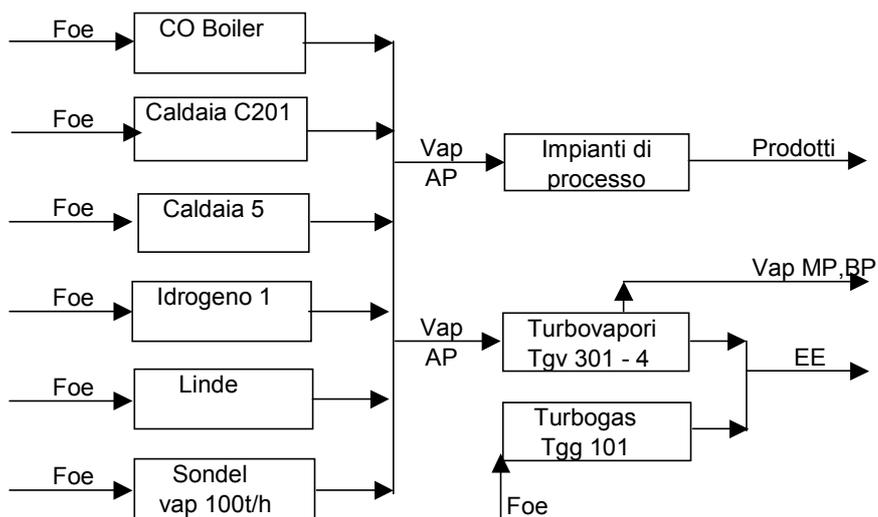
Infine, parte del vapore necessario alla Raffineria (circa 35 t/h) è acquistato dalla coinesediata Società Linde (che gestisce e possiede l'impianto di produzione idrogeno denominato Idrogeno 2).

La produzione di energia elettrica dal turbogruppo a gas TG01 e dai turbogruppi a vapore TGV-301 e TVG4 non consente alla Raffineria l'autosufficienza: la differenza tra

l'energia autoprodotta e il fabbisogno energetico necessario all'alimentazione di tutte le macchine elettriche di stabilimento viene prelevata dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Lo schema di flusso relativo alla CTE è riportato nella seguente Figura.

Figura 1-4: Schema di flusso semplificato CTE



Nella seguente tabella sono invece riportate le caratteristiche delle apparecchiature che costituiscono la centrale CTE e del CO Boiler.

Tabella 1-2: Caratteristiche delle apparecchiature utilizzate per la produzione di vapore ed energia elettrica

	Caldaia C-201	Caldaia Idrogeno 1	CO-Boiler	Caldaia C-5	Turbogas TGG-101	Turbovapore TGV-301	Turbovapore TVG4
<i>Identificazione dell'attività</i>	Produzione vapore AP (50 Bar)	Produzione idrogeno	Produzione vapore AP (50 Bar)	Produzione vapore AP (50 Bar)	Generatore di elettricità	Generatore di elettricità	Generatore di elettricità
<i>Anno di avviamento</i>	1990	1993	1972	1973	1991	1990	1985
<i>Tipo di macchina</i>	Caldaia	Caldaia	Caldaia di processo	Caldaia	Turbina a gas Heavy duty	Turbina a vapore a derivazione e contropressione	Turbina a vapore a derivazione e contropressione
<i>Tipo di impiego</i>	Produzione vapore processo	Produzione vapore processo	Produzione vapore processo	Produzione vapore processo	Generatore di EE x consumo di Raffineria	Generatore di EE x consumo di Raffineria	Generatore di EE x consumo di Raffineria
<i>Fluido termovettore</i>	Vapore	Gas effluenti Steam Reformer	Vapore	Vapore	Fumi di combustione	Vapore	Vapore
<i>Temperatura combustione [°C]</i>	863	NA	835	835	500 - 510 gas di scarico	NA	NA
<i>Rendimento %</i>	91	NA	75	90	90	NA	NA
<i>Potenzialità</i>	130 t/h	24 t/h	104 t/h	130 t/h	25 MW	18 MW	3,7 MW

1.5. Movimentazione materiali e parco stoccaggi

La Raffineria dispone di un parco di circa 140 serbatoi, quasi tutti del tipo cilindrico verticale a tetto galleggiante, per una capacità complessiva di circa 4 milioni di m³.

Lo stoccaggio è stato adeguato alla tipologia delle materie prime (segregazione di greggi in accordo alle diverse qualità) e all'ampia varietà di prodotti immessi sul mercato: GPL, benzine finite e semilavorate, kerosene per varie utilizzazioni, gasoli ed oli combustibili. In particolare lo stoccaggio del GPL è previsto utilizzando serbatoi tumulati secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Il principali prodotti di Raffineria e le relative capacità geometriche complessive dei serbatoi più importanti sono riassunte nella seguente tabella.

Tabella 1-3: Parco serbatoi di Raffineria

Sostanza	Numero Serbatoi	Capacità di stoccaggio (m ³)
Grezzo	11	1.078.000
Olio Combustibile	12	261.650
Benzina	17	242.830
Gasolio	23	491.600
Kerosene	9	83.620
GPL	10	16.348
Nafta	9	235.580
Propilene	3	8.250
HVGO	4	170.050
Residuo atmosferico	3	99.600
Intermedi/Finiti/Servizi	39	579.056

Le attrezzature di ricezione/spedizione via mare si articolano in due pontili in esercizio con possibilità di ormeggi contemporanei:

- il pontile 2 è lungo 650 metri ed ha una capacità massima di ricezione del greggio di 15.000 t/ora per ciascuno dei 2 oleodotti di cui è attrezzato;
- il pontile 1 è lungo 500 metri ed ha un solo oleodotto con una capacità massima di ricezione del greggio di 2000 t/ora.

La Raffineria è in grado di ricevere navi cisterna fino a 420.000 t (al pontile 2).

Il movimento di navi complessivo è di oltre 700 navi/anno con potenzialità fino a 900 navi/anno.

Esiste inoltre la disponibilità di un terzo pontile, già costruito, attualmente non attrezzato e quindi non in uso.

La Raffineria è attrezzata per il rifornimento delle isole minori dei vicini arcipelaghi.

Su ogni piattaforma sono previsti sistemi di emergenza per prevenire potenziali perdite a mare.

Il collegamento tra la Raffineria e i pontili è assicurato da tubazioni che li collegano direttamente con i serbatoi di Raffineria.

Un altro oleodotto collega la Raffineria con la adiacente centrale Edipower di S.Filippo del Mela per il trasporto di olio combustibile: è possibile rifornire la centrale fino a 1.000 t/ora di prodotto (olio combustibile).

Una quota di prodotti finiti viene spedita via terra mediante autobotti (ATB) caricate attraverso 6 pensiline di carico, di cui 2 dedicate esclusivamente al carico di GPL. Via ATB si effettua la movimentazione dei seguenti prodotti:

- GPL: fino a 350 t/giorno;
- benzine: fino a 1.000 t/giorno;
- gasolio: fino a 2.000 t/giorno;
- kerosene: fino a 500 t/giorno;
- olio combustibile: fino a 1.000 t/giorno.

Le pensiline di carico delle autobotti sono localizzate in area lontana da impianti e serbatoi e dotate di un sistema di captazione dei vapori di benzina che vengono recuperati con il risultato di evitare sprechi e di impedire emissioni di vapori in atmosfera.

Lo zolfo è invece caricato su autobotti per mezzo di pensiline collocate nei pressi degli impianti di recupero zolfo.

Nella seguente tabella sono riportati i dati del traffico per il triennio 2004-2006 e per la MCP.

Tabella 1-4: Movimento di unità di trasporto (Navi e/o autobotti)

	U.d.m.	2004	2005	2006	MCP
Navi (materie prime)	Navi/a	25.496	23.631	20.182	27.412
Navi (prodotti finiti)	Navi/a	144	176	182	204
Autobotti (prodotti finiti)	ATB/a	431	503	471	583

1.6. Bilancio di materia ed energia

1.6.1. Bilancio di materia

In Raffineria sono presenti, in lavorazione o in deposito, un notevole numero di sostanze che possono essere genericamente classificate come "materie prime", intese cioè come componenti fondamentali per l'ottenimento dei "prodotti finiti" destinati alla commercializzazione.

In particolare, si possono distinguere:

- materie prime di natura petrolifera (grezzi e semilavorati);
- prodotti petroliferi intermedi e finiti (distillati leggeri, medi, pesanti e GPL);
- materie prime di natura non petrolifera, classificabili a loro volta in chemicals, flocculanti, catalizzatori e sostanze varie.

I principali prodotti petroliferi introdotti per lavorazione o miscelazione sono:

- Greggio;
- Virgin Naphtha (VN);
- Metil Ter Butil Etere (MTBE), per migliorare le caratteristiche ottaniche delle benzine distribuite;
- Benzina da cracking (LCN), utilizzata nel blending benzine;
- Residui (ATZ/BTZ) da inviare come carica addizionale al Topping o alla conversione termica per saturarne la capacità;
- Benzine e gasoli semilavorati e finiti (da altre Raffinerie del settore).

Le quantità di materie prime in ingresso alla Raffineria negli anni 2004 – 2006 ed alla Massima Capacità Produttiva (MCP) dichiarata in istanza AIA sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 1-5: Materie prime in lavorazione in Raffineria

	U.d.M.	2004	2005	2006	MCP
Grezzi	t	7.951.520	8.094.049	7.684.435	9.389.000
Semilavorati	t	323.428	1.026.154	1.184.663	1.181.700
Additivi	t	895	1.706	1.842	10.674
Idrogeno	t	28.702	37.763	42.324	44.000
TOTALE	t	8.304.545	9.159.672	8.913.264	10.625.374

Oltre ai combustibili utilizzati per usi interni, la Raffineria produce:

- GPL (gas di petrolio liquefatto) propano e miscela;
- benzine auto a vari livelli di numero di ottano (RON);
- petrolio per combustibile avio e per riscaldamento;
- gasolio per autotrazione e per riscaldamento;
- oli combustibili a varie viscosità e contenuti di zolfo;
- bitume per impiego stradale ed industriale.
- zolfo liquido.

La Tabella 1-6 riassume le quantità di prodotti in uscita dalla Raffineria negli anni 2004 – 2006 ed alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-6: Prodotti in uscita in Raffineria

	U.d.M	2004	2005	2006	MCP
Propilene	t	90.651	110.589	109.326	128.283
GPL	t	119.573	96.563	80.056	112.014
Naphta	t	969.109	1.066.247	999.721	1.236.847
Benzine	t	1.566.846	1.841.538	1.873.121	2.136.184
Kerosene	t	275.836	152.951	245.443	177.423
Gasolio	t	3.511.256	3.849.633	3.814.343	4.465.574
Oli combustibili	t	816.890	1.306.434	950.288	1.515.463
Others	t	234.212	702.636	795.841	853.586

1.6.2. Bilancio di energia

La Raffineria è un complesso industriale che necessita di Energia Elettrica ed Energia Termica. Per rispondere al fabbisogno energetico, è presente il sistema di produzione di vapore ed energia elettrica CTE (cfr. anche paragrafo 1.4.1.). L'energia termica necessaria è prodotta anche dai forni delle unità di raffinazione.

La

Tabella 1-7 riporta l'elenco completo di tutti i forni presenti negli impianti di Raffineria. Per ognuno di essi sono indicati i combustibili utilizzati e la potenza termica nominale di combustione.

Tabella 1-7: Caratteristiche dei forni di Raffineria

Id Forno	Impianto	Combustibile	Potenza nominale (MW)
Forno F-1	Topping 3	Fuel oil, Fuel gas, GPL Gas Naturale	163
Forno F-1	Topping 4	Fuel oil, Fuel gas, GPL Gas Naturale	163
Forno F-201	HDT	Fuel gas, GPL, Gas Naturale	6,3
Forno F-301, F-302, F-303	Reforming	Fuel gas, GPL Gas Naturale	53,8
Forno F-102	FCC	Fuel oil, Fuel gas, GPL Gas Naturale	36
Forno F-01, F-02A, F-02B	HDC	Fuel gas, GPL Gas Naturale	55
Forno F-201	HDT2	Fuel gas, GPL Gas Naturale	17,4
Forno F-101, F-102, F-201, F-301	LC Finer	Fuel oil, Fuel gas, GPL Gas Naturale	40
Forno F-101	Idrogeno 1	Fuel gas, GPL Gas Naturale	83
Forno F-1	Vacuum	Fuel oil, Fuel gas, GPL Gas Naturale	83
F302	Rig H2SO4	Fuel gas, GPL Gas Naturale	1,2
Forno F-101	HDS2	Fuel gas, GPL Gas Naturale	11
Forno F-151	HDS	Fuel gas, GPL Gas Naturale	8,1
Zolfo 1	SRU 1	Fuel gas, GPL Gas Naturale	12,4
Zolfo 2	SRU 2	Fuel gas, GPL Gas Naturale	14

Nella Tabella 1-8 vengono riportati i dati relativi alla produzione ed al consumo di energia elettrica di Raffineria per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-8: Produzione e consumo di energia elettrica

	U.d.m	2004	2005	2006	MCP
Energia Elettrica Prodotta	kWh	278.584.245	345.166.050	344.556.770	396.030.000
Energia Elettrica Prelevata	kWh	259.140.467	312.522.578	317.449.206	318.000.000
Energia Elettrica Consumata	kWh	537.724.712	657.688.628	662.005.976	714.030.000

Nella Tabella 1-9 vengono riportati i dati relativi alla produzione ed al consumo di vapore di Raffineria per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-9: Produzione e consumo di vapore

	U.d.m	2004	2005	2006	MCP
Vapore Prodotto	t	1.748.631	1.999.666	1.918.385	2.200.084
Vapore Importato	t	994.134	1.000.146	1.220.616	1.342.678
Vapore Consumato	t	2.742.765	2.999.812	3.139.001	3.542.762

Nella Tabella 1-10 è riportato il consumo di combustibili di Raffineria per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva, sia nell'unità CTE che nei forni di Raffineria.

Tabella 1-10: Consumo combustibili

	U.d.m	2004	2005	2006	MCP
Fuel Gas	t	199.405	239.534	236.760	280.480
Fuel Oil	t	139.459	130.132	128.018	191.360
GPL	t	15.152	19.003	15.821	25.000
Gas Naturale	t	15.087	5.430	4.550	10.000

1.7. Uso di risorse

1.7.1. Acqua

L'approvvigionamento di acqua alla Raffineria di Milazzo avviene secondo quattro distinti flussi:

- acqua per uso sanitario, fornita attraverso la rete pubblica dell'Acquedotto Comunale;
- acqua per uso industriale (produzione acqua demi, servizi di processo, reintegro circuito torri di raffreddamento ed antincendio) prelevata dal sottosuolo tramite pozzi di captazione delle acque sotterranee regolarmente denunciati ed autorizzati;
- acqua di ricircolo proveniente dall'impianto di trattamento TAP attivo presso il sito, utilizzata per il reintegro circuito torri di raffreddamento ed antincendio;
- acqua di mare prelevata tramite un'opera di presa ubicata a circa 170 m dalla linea di costa, trattata prima con dissalatore a termo-compressione e successivamente nell'impianto di demineralizzazione per la produzione di acqua demin destinata agli usi di Raffineria.

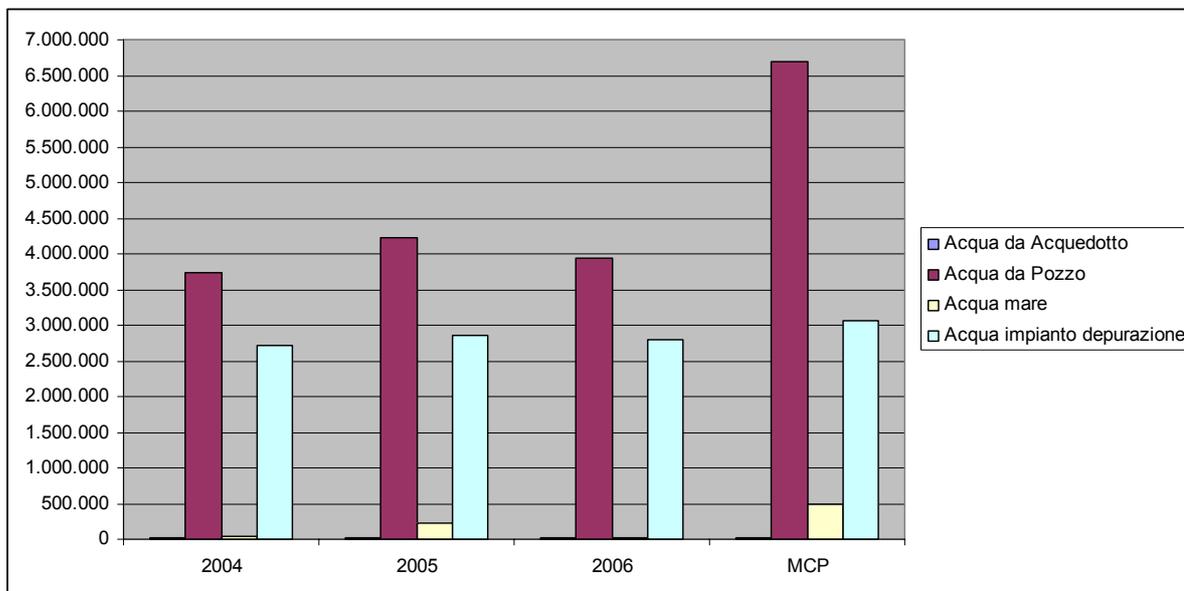
Nella Tabella 1-11 sono riportati i dati relativi ai prelievi di acque dolci e salate, per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-11: Prelievi Idrici della Raffineria. Anni 2004-2006

	U.d.M	2004	2005	2006	MCP
Acqua da Acquedotto	m ³	14.249	14.136	12.958	15.000
Acqua da Pozzo	m ³	3.730.528	4.233.229	3.935.914	6.683.880
Acqua mare	m ³	37.040	227.042	20.684	480.000
Acqua impianto depurazione	m ³	2.721.050	2.856.360	2.792.014	3.066.00

Nella Figura 1-5 è riportato graficamente l'andamento del prelievo di acque per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva (MCP).

Figura 1-5: Prelievo acque



1.7.2. Materie prime ed ausiliari

Come descritto in precedenza, le principali materie prime utilizzate in Raffineria sono costituite dal greggio e dai prodotti petroliferi che alimentano i diversi cicli produttivi. Le altre materie prime impiegate in Raffineria sono prodotti petroliferi semilavorati, catalizzatori ed altri chemicals ed additivi.

1.7.3. Combustibili

Presso le unità della Raffineria risultano impiegati principalmente combustibili autoprodotti: gas di Raffineria desolfurato, olio combustibile liquido a basso tenore di zolfo. E' prevista inoltre l'introduzione di gas naturale importato da metanodotto.

1.8. Interferenze con l’Ambiente

1.8.1. Emissioni in atmosfera

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

1.8.1.1. Emissioni convogliate

Le emissioni continue convogliate della Raffineria sono rilasciate in atmosfera attraverso 14 camini, rappresentati in Allegato 2 ed elencati in Tabella 1-12.

Tabella 1-12: Elenco camini di emissione di tipo convogliato

Camino	Impianto di provenienza fumi	Dispositivo tecnico di provenienza fumi
E1	Topping 3	Forno F1
E3	Topping 4	Forno F1
E5	Vacuum	Forno F1
E6	FCC	Forno F-102
E8	HDT/RC	Forni F201-301/2/3
E9	HDS	Forno F-151
E12	Rigenerazione Acido	Forno F-302
E13	Rigenerazione Acido	Vent C306
E14	Centrale Termoelettrica	Caldaie 5 e 201, Turbogas
E7	CO Boiler	Forno F 103
E10	Zolfo 1, Zolfo 2	Postcombustore termico 1 e 2
E25	Imp.Idrogeno, HDC, LC-Finer	Forni F101, F1-F2A-F2B, F101/2F201
E26	HDS2	Forno F-101
E27	HDT2	Forno F-201

Inoltre la Raffineria di Milazzo è dotata dei seguenti ulteriori punti di emissione in atmosfera:

- 3 torce di emergenza, 2 idrocarburiche ed una acida;
- 35 camini che convogliano gli sfiati delle cappe del laboratorio chimico;
- 1 camino di emergenza dell’impianto FCC, identificato con la sigla E17;
- 1 camino che convoglia le emissioni dell’unità recupero vapori del caricamento autobotti benzine, identificato con la sigla E22;
- 1 camino che convoglia le emissioni dell’unità recupero vapori del pontile navi, identificato con la sigla E23;

- 1 camino che convoglia le emissioni dell’impianti di trattamento acque TAZ, identificato con la sigla E29.

I fumi dei forni di Raffineria, convogliati in un sistema di camini, sono soggetti ai limiti di emissione previsti dalla "Bolla di Raffineria" secondo quanto previsto dalla legislazione vigente. Essi derivano dalla combustione-di olio combustibile e/o gas combustibile: tale mix di combustibili comporta una diversificazione della qualità e quantità degli inquinanti contenuti nei fumi, in particolare in relazione al contenuto di zolfo. Altre emissioni in atmosfera comprendono H₂S, NH₃, BTX, CS₂, Mercaptani e Metalli (principalmente Nickel e Vanadio) presenti nel particolato.

Per quanto concerne le emissioni di Gas Serra (CO₂), la Raffineria è regolarmente autorizzata e partecipa al sistema di Trading delle Emissioni vigente in ambito Comunitario.

Le seguenti Tabelle riportano le emissioni di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a) e concentrazioni (mg/Nm³) per singolo punto di emissione, registrate nel triennio 2004-2006 e stimate per la Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-13: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2004

Camino	SO ₂ t/a	SO ₂ mg/Nm ³	NOx t/a	NOx mg/Nm ³	PST t/a	PST mg/Nm ³	CO t/a	CO mg/Nm ³	Volume fumi Nm ³
E1	1.117,3	1.137	380,3	387	60,8	62	2,5	3	982.586.646
E3	454,5	999	140,8	310	13,1	29	2,8	6	454.790.868
E5	523,6	1.039	174,0	345	23,0	46	4,8	10	503.747.412
E6	43,7	466	43,7	466	4,6	49	37,5	400	93.719.304
E8	55,4	130	98,9	233	1,6	4	0,7	2	424.915.260
E9	5,1	112	5,7	125	0,9	20	5,4	119	45.444.420
E12	1,5	104	2,3	159	0,2	14	1,9	131	14.466.200
E13	31,4	1.012	0,0	0	0,0	0	0,0	0	31.020.918
E14	166,0	63	361,4	137	6,9	3	143,7	55	2.636.390.114
E7	974,0	695	654,6	467	61,1	44	141,2	101	1.402.192.094
E10	1.590,5	10.139	32,3	206	0,0	0	56,9	363	156.864.396
E25	355,0	192	193,7	105	11,1	6	41,5	22	1.845.305.000
E26	18,2	152	32,8	274	1,0	8	0,8	7	119.692.000
E27	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella 1-14: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2005

Camino	SO ₂ t/a	SO ₂ mg/Nm ³	NOx t/a	NOx mg/Nm ³	PST t/a	PST mg/Nm ³	CO t/a	CO mg/Nm ³	Volume fumi Nm ³
E1	832,6	1.027	290,0	358	35,1	43	6,3	8	810.584.000
E3	635,7	878	233,7	323	30,4	42	3,5	5	723.777.000
E5	457,9	958	172,2	360	21,8	46	2,9	6	478.115.000
E6	84,8	788	35,3	328	7,2	67	39,7	369	107.614.000
E8	69,5	175	89,4	225	0,5	1	0,7	2	398.212.000
E9	3,9	81	7,4	154	0,5	10	1,4	29	48.094.000
E12	0,4	74	0,9	155	0,0	0	1,2	207	5.861.000
E13	1,7	58	0,0	0	0,0	0	0,0	0	29.300.000
E14	233,9	82	570,8	201	7,7	3	142,9	50	2.840.566.000
E7	2.497,5	1.414	758,5	429	148,0	84	182,5	103	1.766.424.000
E10	1.332,7	8.227	15,2	94	0,0	0	72,0	444	161.987.000
E25	345,2	160	189,2	88	10,5	5	73,4	34	2.151.434.000
E26	15,6	152	29,5	287	0,8	8	0,8	8	102.638.000
E27	10,8	68	47,5	300	-	-	-	-	158.400.000

Tabella 1-15: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Anno 2006

Camino	SO ₂	SO ₂	NOx	NOx	PST	PST	CO	CO	Volume fumi Nm ³
	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	
E1	726,3	1.157	242,3	386	24,1	38	2,8	4	627.852.300
E3	614,5	743	229,9	278	62,1	75	2,7	3	826.772.200
E5	384,1	850	164,5	364	24,9	55	2,9	6	451.846.400
E6	63,8	590	46,0	425	6,0	55	1,6	15	108.194.900
E8	44,3	111	100,6	253	0,2	1	1,1	3	397.491.800
E9	2,2	50	7,3	165	0,1	2	0,3	7	44.312.500
E12	0,3	58	0,9	175	0	0	0,8	155	5.145.000
E13	2,4	108	0	0	0	0	0	0	22.234.500
E14	199,6	77	475,8	183	10,1	4	111,6	43	2.600.786.900
E7	1967,2	1.188	1.005,6	607	97,6	59	72,7	44	1.655.617.700
E10	2626,1	13.542	63,2	326	0,0	0	431,3	2224	193.916.700
E25	266,25	111	311,98	130	3,84	2	35,69	15	2.403.527.300
E26	10,2	103	29,9	303	0,0	0	1,6	16	98.616.000
E27	15,5	88	47,5	270	0,1	1	0,1	1	175.843.200

Tabella 1-16: Emissioni Convogliate in Atmosfera. Massima Capacità Produttiva

Camino	SO ₂	SO ₂	NOx	NOx	PST	PST	CO	CO	Volume fumi Nm ³
	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	
E1	733	1.059	277	400	35	50	14	20	692.081.225
E3	1.033	907	455	400	57	50	23	20	1.138.630.606
E5	586	1.059	221	400	28	50	11	20	553.270.652
E6	362	1.363	93	350	20	75	120	450	265.628.091
E8	82	143	143	250	3	5	11	20	572.105.137
E9	13	143	15	160	2	20	9	100	91.374.347
E12	2	143	2	160	0,1	10	4	300	11.881.994
E13	2	57	0	0	0	0	0	0	33.622.020
E14	439	109	1.047	259	76	19	380	94	4.035.986.040
E7	3.034	1.500	961	475	172	85	506	250	2.022.612.299
E10	2.968	8.897	47	141	3	10	168	504	333.592.000
E25	471	343	275	201	18	13	137	100	1.371.180.547
E26	16	143	33	300	9	80	27	250	108.623.087
E27	28	143	40	200	8	40	50	250	198.569.081

Come evidenziato dalle tabelle e dalle figure di seguito riportate il rispetto dei limiti applicabili è sempre garantito.

Figura 1-6: Concentrazioni emissioni impianti Topping 3, Topping 4, Vacuum, FCC, CO Boiler, HDT/Reforming Catalitico, HDS, SRU1, Rigenerazione Acido, CTE

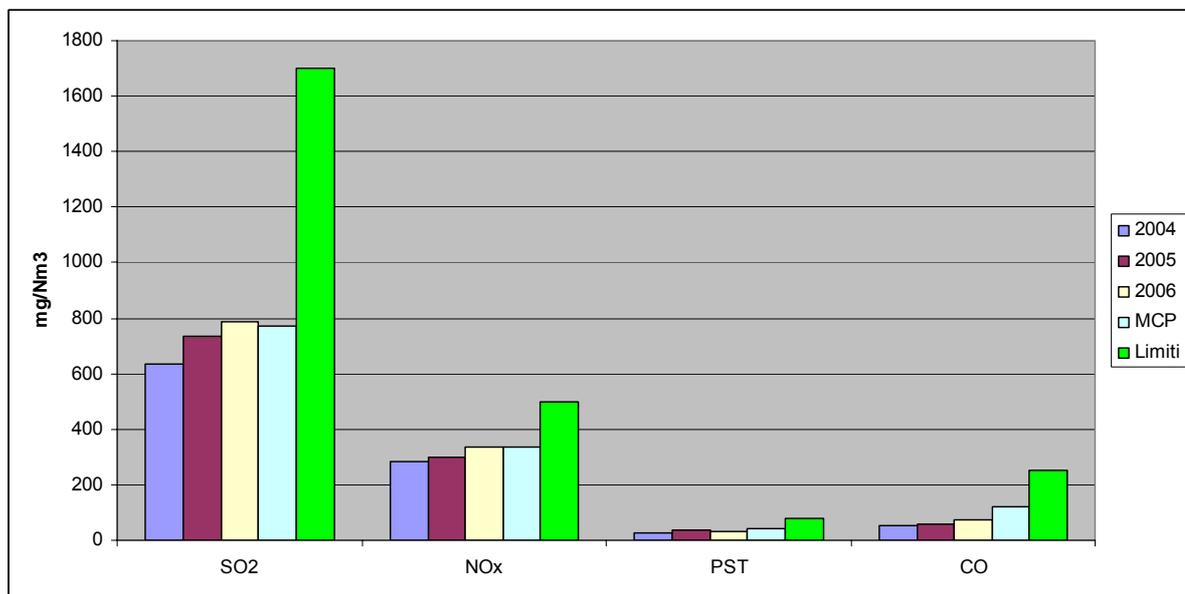


Figura 1-7: Concentrazioni emissioni impianti LCFiner, Unicraker, Idrogeno1 e Idrogeno2 (camino E25)

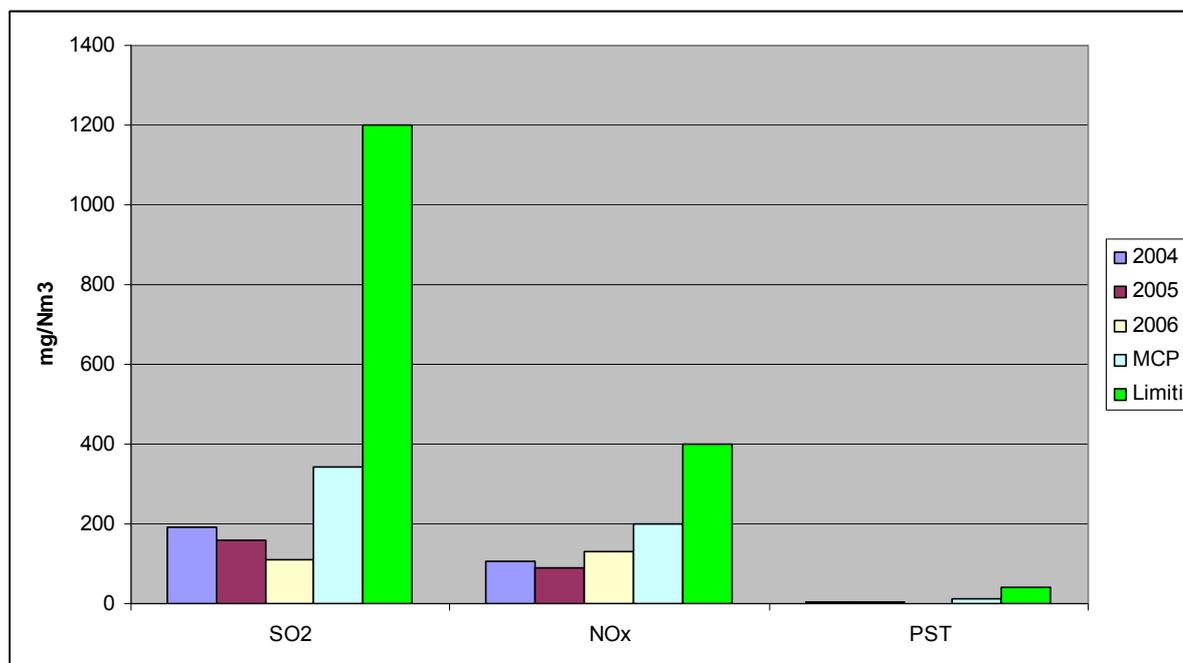


Figura 1-8: Concentrazioni emissioni impianto HDS2 (camino E26)

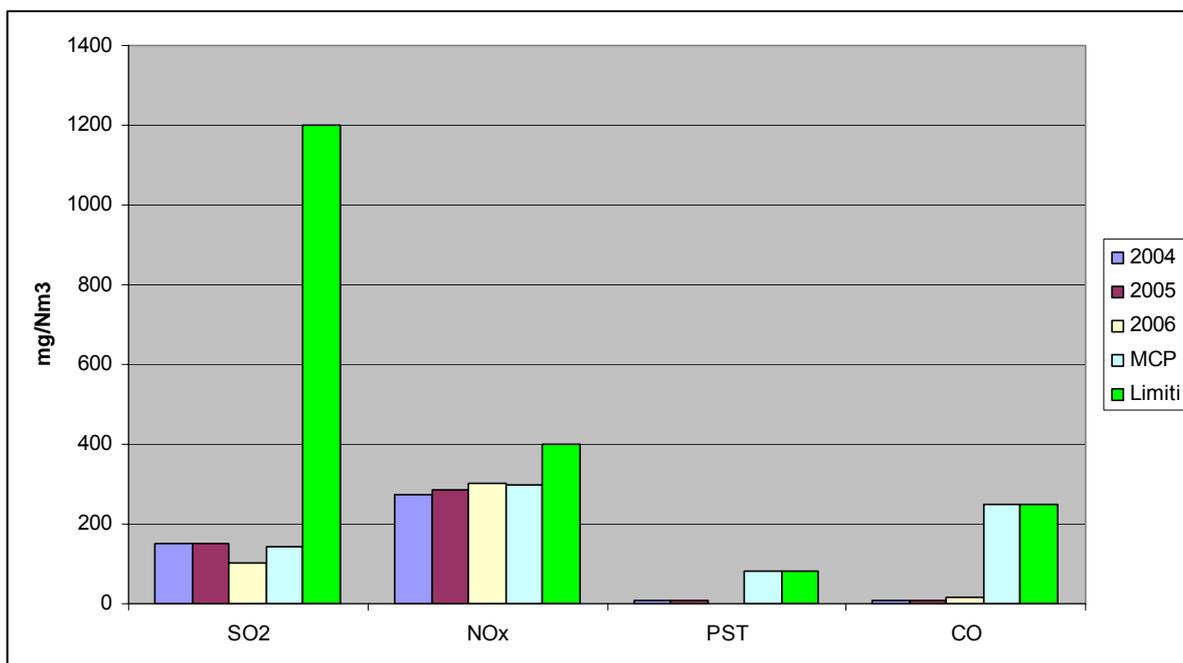
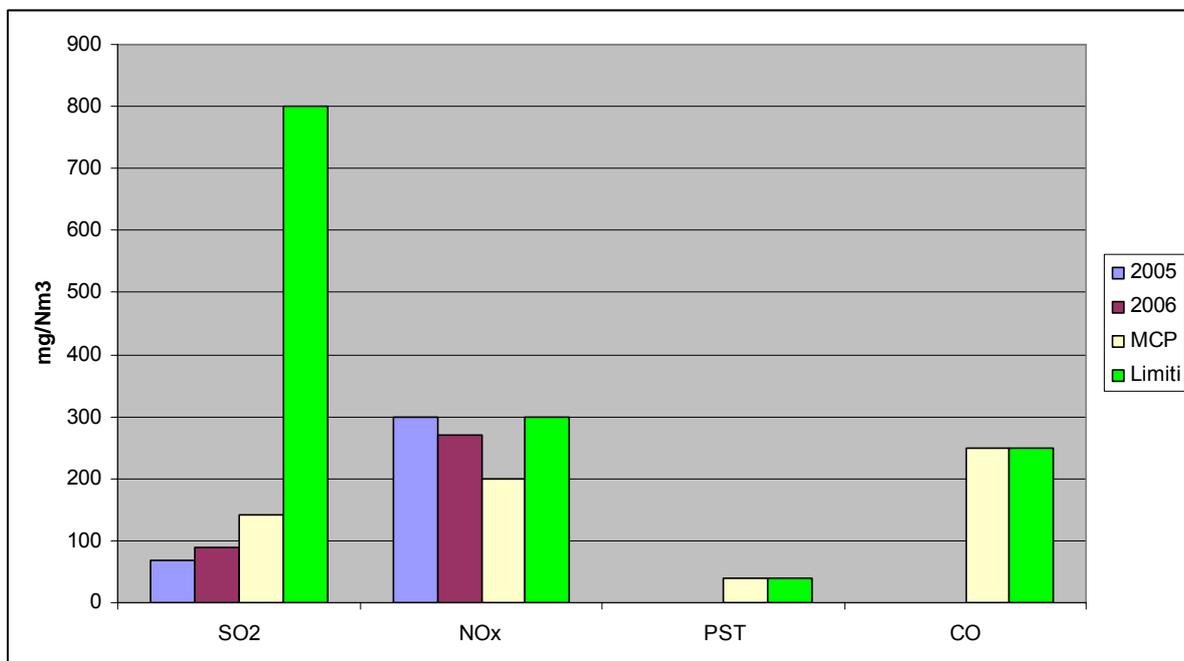


Figura 1-9: Concentrazioni emissioni impianto HDT2 (camino E27)



Lo scenario emissivo medio annuo di riferimento per il presente Studio è quello riportato nella Tabella 1-17.

La Raffineria di Milazzo ha firmato un protocollo d'intesa con l'Amministrazione Provinciale e l'adiacente Centrale Elettrica (Edipower) per il monitoraggio della qualità dell'aria, in tempo reale sul territorio limitrofo; i contenuti del suddetto protocollo sono stati recepiti dal D. A. della Regione Sicilia 67/17 del 13/02/98 e successive modifiche e integrazioni¹, relativo all'interconnessione delle reti di rilevamento dell'inquinamento atmosferico e all'approvazione delle norme di comportamento per le industrie ricadenti nell'area industriale di Milazzo.

Il sistema di rilevamento risulta costituito da 17 stazioni (di cui 3 di prossima installazione), ubicate nel comprensorio industriale di Milazzo e del Mela e da una stazione Meteo ubicata c/o la Centrale elettrica.

Le stazioni di rilevamento attualmente in servizio sono gestite e manutenzionate dalla Centrale elettrica (5 stazioni) e dall'Amministrazione Provinciale (9 stazioni); i dati rilevati da tutte le stazioni e dalla centralina meteo vengono inviati con cadenza oraria all'Amministrazione Provinciale che provvede automaticamente, tramite un software dedicato, alla loro elaborazione per l'applicazione del protocollo ed all'invio immediato dei risultati sia alla Raffineria che alla Centrale elettrica.

Nel caso di prolungata indisponibilità del sistema software gestito dall'Amministrazione Provinciale, la Centrale elettrica e la Raffineria concordano di applicare il protocollo solo sulla base delle misure registrate dalle stazioni gestite direttamente dalla Centrale stessa. In tal caso quindi un responsabile della Centrale elettrica provvede al controllo delle medie orarie registrate dalle proprie centraline e ad avvertire telefonicamente la Raffineria in caso di necessità di attivare o disattivare le azioni previste da protocollo.

In caso di superamento delle soglie di allarme, sono definite, secondo le condizioni operative e la situazione meteorologica esistente, specifiche azioni correttive da adottare agli impianti di combustione illustrate nella procedura di gestione RAM 92003 – Gestione emissioni atmosferiche.

1.8.1.2. Emissioni diffuse

La Raffineria rappresenta una sorgente di emissioni diffuse, costituite essenzialmente da Composti Organici Volatili (COV) emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri; le principali aree sorgente di emissioni diffuse sono i serbatoi di stoccaggio, le tenute di apparecchiature, linee e componenti connessi al trasferimento di prodotti leggeri, le vasche di disoleazione e le operazioni di caricamento e scaricamento prodotti.

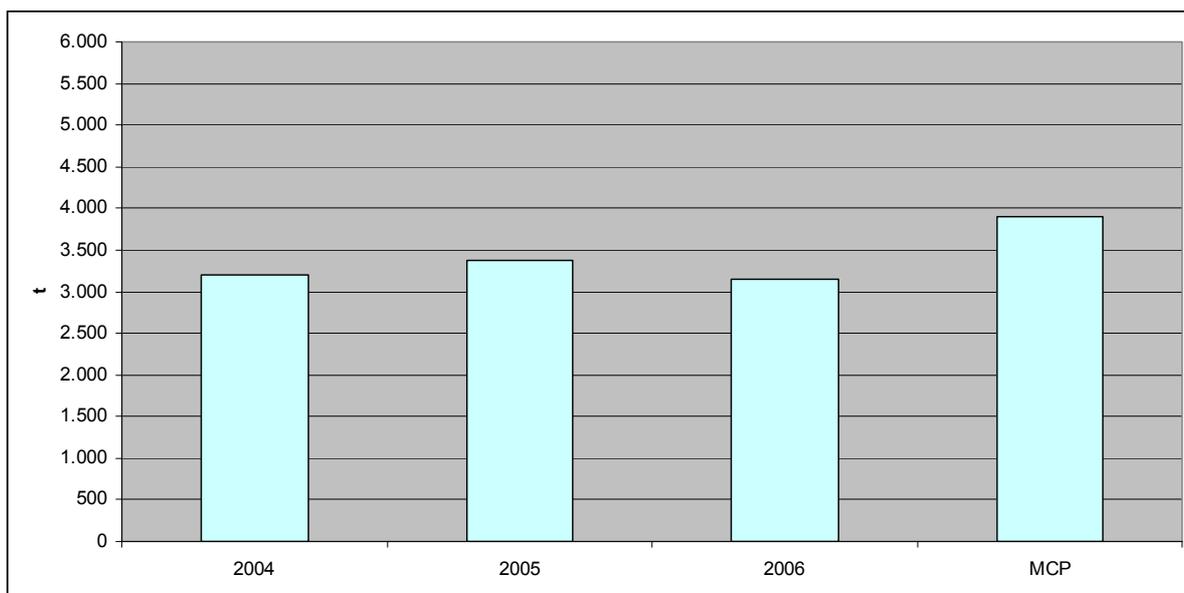
La stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse per il triennio 2004-2006 e per la Massima Capacità Produttiva è riportata nella seguente Tabella e nella Figura 1-10.

¹ Nel 2006 il protocollo è stato ulteriormente integrato e ampliato tramite il D.D.U.S. della Regione Sicilia 19 del 05/09/06.

Tabella 1-17: ScENARIO Emissioni Diffuse COV

	U.d.M.	2004	2005	2006	Max.Cap.Prod.
Emissioni diffuse di COV	t	3.193	3.369	3.144	3.909

Figura 1-10: Emissioni Diffuse COV



1.8.2. Effluenti liquidi

La Raffineria dispone di un sistema unico di collettamento fognario che provvede alla raccolta delle acque dopo il loro impiego nel processo. E' operativo un impianto di trattamento (denominato TAS) costituito da due sezioni rispettivamente denominate TAP e TAZ.

Fasi del processo produttivo reflui sezione TAZ

I reflui trattati alla sezione TAZ (ex Trattamento Acque di Zavorra), sono essenzialmente costituiti da drenaggi di serbatoio, ovvero dei drenaggi dei serbatoi ubicati nella zona della Raffineria, ad Est del torrente Corriolo e dalle acque piovane che confluiscono in quel tratto di fogna durante il periodo invernale.

La Raffineria non tratta da tempo le acque di zavorra, ovvero, dal momento in cui il Decreto Legislativo 182/83 le considerava un rifiuto.

Questa sezione inoltre ha la possibilità di stoccare e lavorare parzialmente i reflui d'esubero provenienti saltuariamente dalla zona Ovest della Raffineria (area TAP).

L'impianto TAZ a suo tempo è stato potenziato mediante l'inserimento di una ulteriore sezione di trattamento.

Tale sezione è costituita principalmente da una torre di stripping e da un sistema di filtri a carboni attivi. Questa sezione ha lo scopo di ridurre la concentrazione degli idrocarburi e del COD nelle acque di scarico trattate.

Fasi del processo produttivo reflui sezione TAP

I reflui trattati alla sezione TAP (Trattamento Acque di Processo) provengono dagli impianti di Raffineria, dai serbatoi e dalle attrezzature in genere situate ad Ovest del torrente Corriolo, oltre alle acque meteoriche che confluiscono nella stessa area.

Tutti gli impianti di produzione e i servizi sono posizionati nella zona ad Ovest del torrente Corriolo; i reflui confluiscono nel sistema fognario e da qui pervengono in carica al TAP ubicato pure in quest'area.

Le acque reflue originate nelle varie fasi del processo produttivo possono essere sommariamente classificate come:

- acque a basso carico inquinante, come ad esempio i drenaggi dei serbatoi, le acque sanitarie, i drenaggi del sistema di acque di raffreddamento, le acque di scarico dell'impianto alchilazione e rigenerazione acido, i drenaggi delle caldaie di produzione vapore, etc; tali acque sono essenzialmente prive di idrocarburi e vengono collettate all'impianto di trattamento tramite la rete fognaria;
- condense di vapore: sono le acque che si originano in tutte quelle apparecchiature ove viene condensata una certa quantità di vapore per fornire il calore necessario ai processi di raffinazione. Le condense sono acque di elevata qualità in quanto equivalente all'acqua demineralizzata e vengono, laddove tecnicamente ed economicamente fattibile, recuperate, trattate in un impianto di filtrazione e successivamente riutilizzate come acqua demineralizzata. L'estesa capacità di recupero delle condense presente in Raffineria consente di minimizzare il prelievo di acqua di falda per la produzione di vapore. Le condense non recuperabili (ad esempio parte di quelle originatesi dalla tracciatura per il riscaldamento delle tubazioni) vengono collettate al sistema fognario;
- acque acide: sono le acque che essendo venute a contatto con i prodotti petroliferi nei vari impianti di processo, contengono composti solforati, ammoniacali, tracce di idrocarburi, etc e vengono pretrattate negli impianti di stripping (SWS) prima di essere ulteriormente recuperate o convogliate direttamente ai serbatoi di equalizzazione dell'impianto di trattamento acque mediante tubazioni;
- acque provenienti dagli impianti di dissalazione del greggio (desalters) che vengono anch'esse convogliate direttamente ai serbatoi di equalizzazione dell'impianto di trattamento acque mediante tubazioni;
- acque provenienti dall'impianto di demineralizzazione/dissalazione e che vengono trattate separatamente nelle vasche di neutralizzazione V220 A/B

dell'impianto di trattamento acque mediante aggiunta di prodotti chimici con controllo automatico del PH e omogeneizzazione mediante agitatori;

- una piccola quota parte di acque provenienti da Linde Gas collettata all'impianto di trattamento tramite la rete fognaria.

Nel 2002 la RAM ha installato una nuova vasca di sedimentazione e un box prefabbricato per contenere la strumentazione di controllo; tali strutture sono state realizzate per ottimizzare la flessibilità e l'efficienza dell'impianto, adeguando il TAP alle nuove esigenze d'esercizio della Raffineria.

L'insieme di questi interventi, e di altri minori realizzati nei vari impianti, hanno consentito di migliorare le caratteristiche qualitative e quantitative del "riutilizzo dell'acqua depurata" con la conseguente diminuzione del volume d'acqua scaricato in mare rispetto alle precedenti autorizzazioni.

Descrizione delle modalità di scarico dei reflui a mare

La Raffineria è dotata di un unico condotto di scarico in mare costituito da un collettore dal diametro di 20" originatesi dal pozzetto di campionamento.

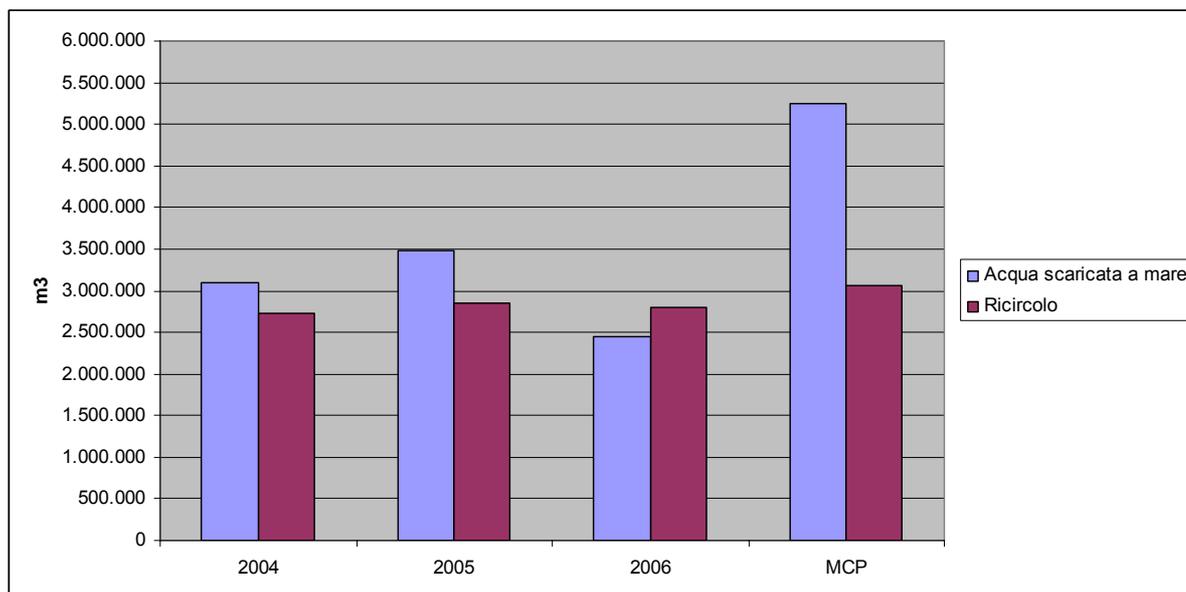
Il collettore attraversa la recinzione fiscale a Nord della Raffineria e si estende per una lunghezza di circa m. 10 sul tratto di spiaggia prospiciente la suddetta recinzione, giungendo quindi in prossimità della battigia. L'ubicazione del punto di scarico della Raffineria è riportata in Allegato 2.

Nella Tabella e Figura seguenti si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici nel periodo 2004 – 2006 ed alla Massima Capacità Produttiva relativi alla Raffineria.

Tabella 1-18: Bilancio quantitativo degli scarichi idrici

	U.d.M	2004	2005	2006	MCP
Acqua scaricata a mare	m ³	3.098.751	3.483.824	2.448.653	5.250.000
Ricircolo	m ³	2.721.050	2.856.360	2.792.014	3.066.000

Figura 1-11: Quantitativo degli Scarichi Idrici

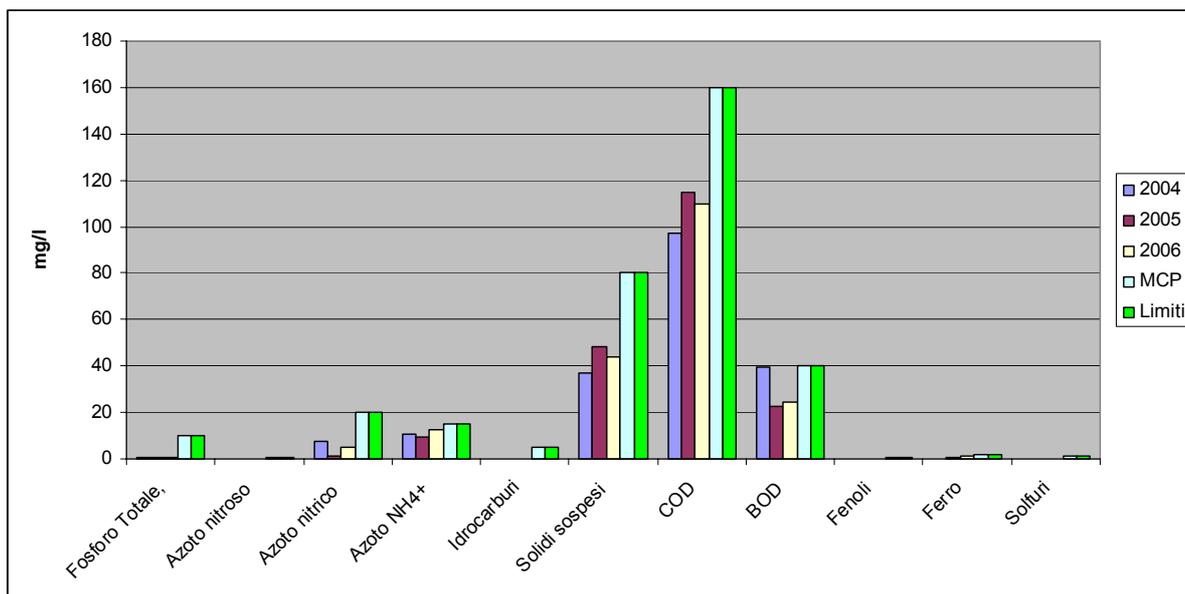


Nella Tabella 1-19 ed in Figura 1-12 si riportano i dati qualitativi medi annuali relativi agli scarichi idrici parziali, nel periodo 2004 – 2006 ed alla Massima Capacità Produttiva. Come è possibile notare, in tutti i campionamenti effettuati la concentrazione dei parametri rilevati ha sempre rispettato i limiti normativi.

Tabella 1-19: Qualità degli Scarichi Idrici

Parametro	U.d.M	2004	2005	2006	Max.Cap.Prod.	Limiti
Fosforo Totale,	mg/l	0,9	0,7	0,6	10,0	10
Azoto nitroso	mg/l	0,1	0,2	0,1	0,6	0,6
Azoto nitrico	mg/l	7,6	1,3	5,1	20,0	20
Azoto NH ₄ ⁺	mg/l	10,9	9,2	12,3	15,0	15
Idrocarburi	mg/l	0,2	0,2	0,3	5,0	5
Solidi sospesi	mg/l	37,1	48,0	44,1	80,0	80
COD	mg/l	97,2	114,6	109,9	160,0	160
BOD	mg/l	39,2	22,4	24,7	40,0	40
Fenoli	mg/l	0,04	0,04	0,04	0,5	0,5
Ferro	mg/l	0,2	0,9	1,0	2,0	2
Solfuri	mg/l	0,2	0,3	0,3	1,0	1

Figura 1-12: Qualità degli scarichi idrici



1.8.3. Rifiuti

La produzione dei rifiuti è correlata a tutte le principali attività che si svolgono in Raffineria, e in particolare:

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

La produzione di rifiuti dello stabilimento è essenzialmente costituita da fanghi di trattamento dall'impianto TAS, fondami e morchie da pulizie e bonifiche di impianti/serbatoi, ferro e acciaio.

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

Presso la Raffineria sono gestite 3 aree di deposito temporaneo dei rifiuti ed 1 area di deposito preliminare. Nel dettaglio:

- Deposito preliminare (zona Nord-Est): area pavimentata ed impermeabilizzata, parzialmente coperta, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario. Tale deposito è autorizzato ai sensi della normativa vigente per lo stoccaggio di fanghi oleosi prodotti durante la manutenzione degli impianti, morchie da fondo serbatoi, fanghi da impianti trattamento acque, materiali contenenti amianto, oli e trasformatori contenenti PCB, catalizzatori esausti, batterie al piombo e al nichel-cadmio, imballaggi, apparecchiature fuori uso;

- Area di deposito temporaneo presso l'impianto HDS1 (zona Nord-Ovest): area pavimentata ed impermeabilizzata, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario;
- Area di deposito temporaneo “Strada P” (zona Nord-Est): area pavimentata ed impermeabilizzata, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario;
- Area di deposito temporaneo “Strada S” (zona Sud-Est): area pavimentata ed impermeabilizzata, delimitata da recinzione e collegata al circuito fognario.

Il deposito temporaneo di rifiuti può aver luogo anche a bordo impianto per un tempo minimo necessario prima del loro conferimento alle aree fisse di deposito temporaneo o presso il deposito preliminare.

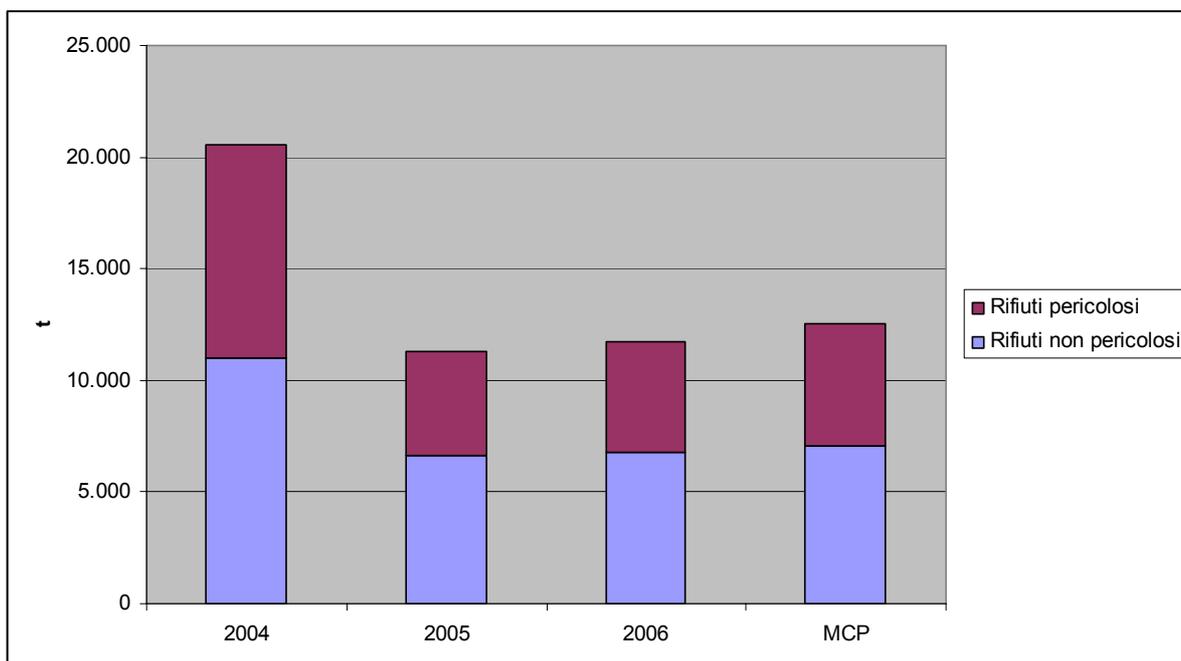
L'autorizzazione al deposito preliminare è stata rinnovata dalla Regione Siciliana con Ordinanza Commissariale 540 del 13/06/05: tale autorizzazione è stata concessa per un periodo di cinque anni per un quantitativo massimo di rifiuti pericolosi ammessi pari a 3.193 t e di rifiuti non pericolosi pari a 1.440 t.

Nella Tabella e nella Figura seguenti si riportano le principali tipologie e le rispettive quantità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria negli anni 2004 – 2006 ed alla Massima Capacità Produttiva.

Tabella 1-20: Tipologie e quantità di rifiuti prodotti dalla Raffineria

Rifiuti Prodotti	U.d.m.	2004	2005	2006	MCP
Rifiuti non pericolosi	t	11.007	6.647	6.789	7.074
Rifiuti pericolosi	t	9.518	4.626	4.946	5.442
TOTALE	t	20.525	11.851	11.735	12.516

Figura 1-13: Rifiuti prodotti dalla Raffineria



1.8.4. Rumore

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre a ridurre il livello di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantisce il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria in accordo alla normativa vigente secondo la quale gli insediamenti abitativi e gli altri recettori esterni al perimetro industriale sono da ascrivere alla “classe V – Aree prevalentemente industriali” così come stabilito dal DPCM 14/11/1997 con i seguenti valori limite: emissione (Leq): 65 dB(A) diurno, 55 dB(A) notturno. Viceversa, relativamente ai punti di rilevamento al perimetro industriale, il riferimento è costituito dalla “classe VI - Aree esclusivamente industriali” con i seguenti limiti di emissione: (Leq) 65 dB(A) diurno e notturno.

1.8.5. Suolo e sottosuolo

La Legge Finanziaria 2006 ha inserito l'area industriale del Comune di Milazzo fra i Siti di Interesse Nazionale per la bonifica ed il ripristino ambientale, ai sensi della Legge 426 del 09/12/98.

La Raffineria ha inviato nel mese di Giugno 2000 la comunicazione, ai sensi dell'Art. 9 del DM 471 del 25/10/99, dello stato ambientale dello Stabilimento. Lo Stabilimento è stato soggetto ad alcune attività di caratterizzazione e monitoraggio (terreni ed acque di falda), messa in sicurezza e bonifica. Nel corso del 2006 la Raffineria ha infine presentato agli Enti competenti la Proposta di Piano della Caratterizzazione Ambientale, ai sensi del DLgs 152/06.

1.8.6. Certificazione ambientale

Il Sistema di Gestione Ambientale della Raffineria di Milazzo ha ottenuto la Certificazione secondo lo standard ISO 14001 nel 2004. Tale Sistema è integrato con il Sistema Qualità e Sicurezza della Raffineria (Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Qualità e Sicurezza).

Obiettivo del Sistema di Gestione Integrato relativamente alla 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.

2. DESCRIZIONE DELLA NUOVA UNITÀ PRODUTTIVA

La Raffineria di Milazzo processa da sempre essenzialmente grezzi e residui atmosferici a medio/basso contenuto di zolfo. Con una capacità di lavorazione di circa 10 milioni di t/anno (autorizzata per 20.400.000 t/a), produce distillati di petrolio ed oli combustibili.

L'idrogeno rappresenta a tutti gli effetti una materia prima di primaria importanza per il ciclo di raffinazione in quanto viene utilizzata come carica combinata in diversi impianti di conversione presenti in Raffineria. Nella configurazione attuale di Raffineria, la sua produzione viene realizzata dal Reformer, dall'Idrogeno 1 e dall'impianto Idrogeno 2 di Linde.

Le disposizioni normative della Comunità Europea (Direttive 98/70/Ce e 03/17/CE), recepite nell'ordinamento nazionale con DPCM 434 del 23/11/00, con DPCM 29 del 30/01/02, con Legge 306 del 31/10/03 e DLgs 66 del 21/03/05, che impongono a decorrere dal 01/01/09 la commercializzazione di benzine e gasoli con tenore di zolfo non superiore a 10 ppm rispetto alla concentrazione oggi ammessa di 50 ppm, spinge l'Industria Petrolifera ad incrementare il ciclo di conversione delle Raffinerie.

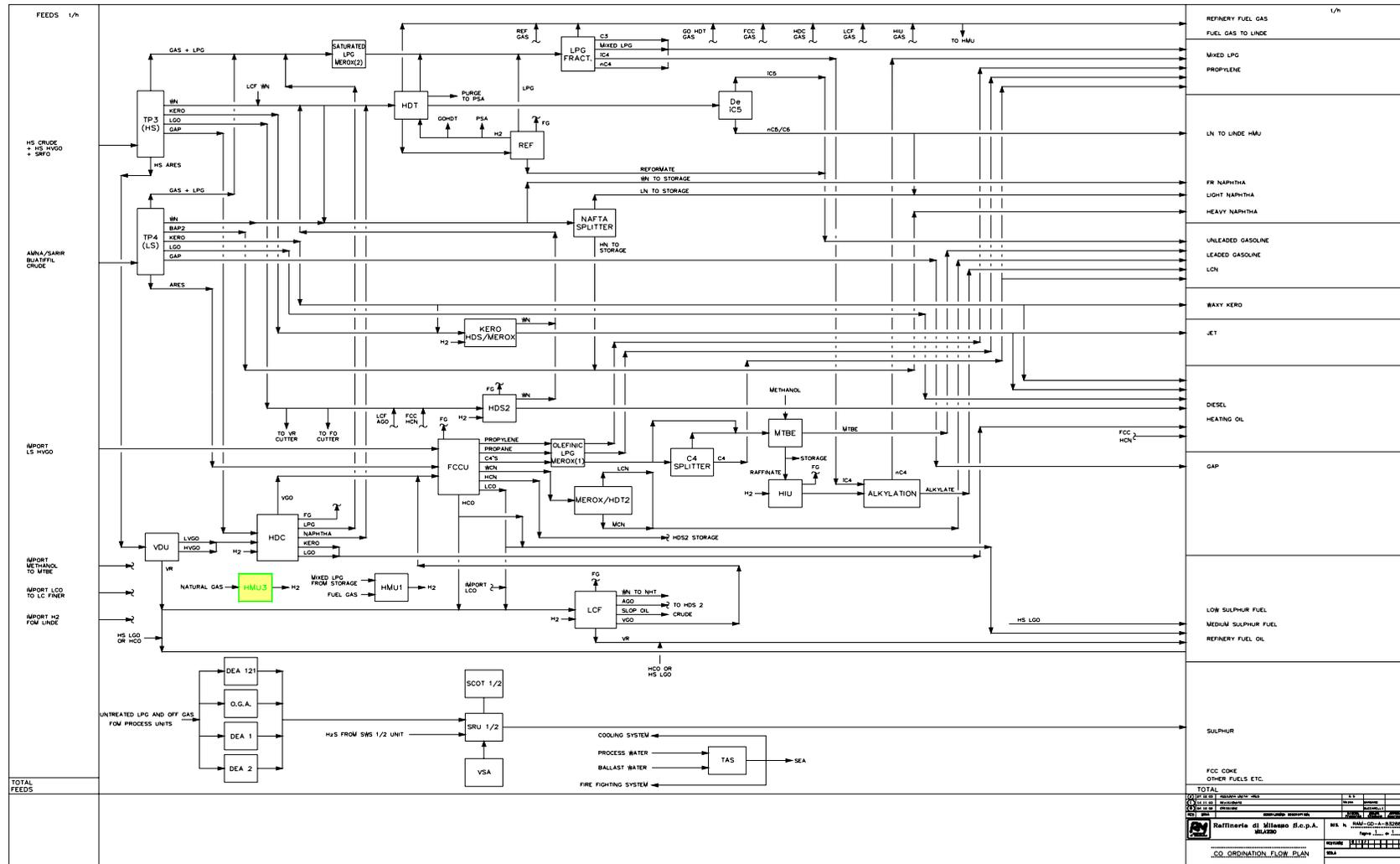
D'altra parte, l'Industria Petrolifera, per le caratteristiche delle riserve mondiali di greggio disponibili, per la flessibilità di mercato, sicurezza di approvvigionamenti e per ragioni di competitività, è sollecitata a lavorare greggi sempre più ricchi di zolfo, che produrrebbero ingenti quantitativi di olio combustibile e gasoli con tenore di zolfo medio/alto se non fossero oggetto di una conversione più spinta.

La realizzazione dell'impianto Steam Reformer HMU3 rappresenta quindi una tappa obbligata per soddisfare il fabbisogno di H₂ necessario agli impianti esistenti per incrementare la conversione dei residui pesanti in prodotti a più alto valore aggiunto ed a basso contenuto di zolfo, in accordo alle disposizioni in materia di antinquinamento.

Le modifiche previste presso la Raffineria avverranno mediante l'adozione delle migliori tecnologie disponibili e garantiranno la distribuzione sul territorio di prodotti petroliferi di elevata qualità ampiamente entro le disposizioni della Comunità Europea.

Nella Figura 2-1 ed in Allegato 3 si riporta lo schema a blocchi di Raffineria con il nuovo impianto oggetto del presente progetto

Figura 2-1: Schema a blocchi del nuovo ciclo produttivo



Il nuovo impianto HMU3 verrà installato in una area interna all'attuale perimetro di Raffineria, adiacente agli impianti esistenti HDS2 ed HDT2. La collocazione del nuovo impianto all'interno della Raffineria è riportata in Allegato 4.

Nel seguito si descrivono la nuova unità prevista dal progetto, le diverse fasi del processo e le apparecchiature presenti; sono inoltre analizzati i bilanci di materia ed energia, l'utilizzo di risorse, i possibili malfunzionamenti e le potenziali interferenze ambientali del progetto (emissioni in atmosfera, effluenti liquidi, rifiuti).

2.1. Impianto Steam Reforming

Il nuovo impianto per la produzione di idrogeno avrà una capacità produttiva massima di circa 25.000 Nm³/h di idrogeno puro (2,27 t/h). Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione (52 bar).

La carica all'impianto sarà costituita interamente da gas naturale proveniente dalla rete Snam Rete Gas.

L'impianto di produzione idrogeno sarà suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:

- desolforazione gas naturale;
- Steam Reforming;
- conversione di CO (Shift Section);
- separazione dell'idrogeno (Pressure Swing Adsorption (PSA) unit).

L'Allegato 5 riporta il layout ed i prospetti previsti dell'impianto. La descrizione delle principali fasi di processo è riportata nel seguente Paragrafo.

Nel processo di Steam Reforming si rende inoltre necessario l'utilizzo di catalizzatori e di specifici additivi chimici.

Il gas verrà approvvigionato all'impianto tramite linea aerea che verrà realizzata a partire dall'esistente sottostazione di riduzione presente all'interno della Raffineria.

2.1.1. Descrizione delle principali fasi di processo

Sezione di Desolforazione

Lo scopo della sezione di desolforazione è l'eliminazione dello zolfo contenuto nell'alimentazione che potrebbe comportare l'avvelenamento del catalizzatore. Tale sezione contiene 3 reattori disposti in serie: 1 Hydrogenation Reactor e due Desulphurization Reactors.

Il gas naturale è fornito al limite di batteria e, prima della sezione di desolforazione, è miscelato con una piccola quantità di H₂ riciclato.

Allo scopo di riscaldare l'alimentazione alla temperatura richiesta per le reazioni di idrogenazione, l'alimentazione passa attraverso un Preaheater dove avviene lo scambio termico con l'effluente dal reattore di Shift.

Nel Hydrogenation Reactor, in presenza di opportuni catalizzatori, ha luogo la reazione di idrotattamento per convertire i composti organici contenenti zolfo in H₂S. La carica idrogenata entra nei Desulphurization Reactors dove l'H₂S prodotto dalle reazioni di idrogenazione viene rimosso mediante adsorbimento su un letto di ossidi di zinco.

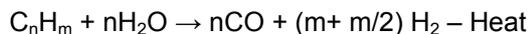
Sezione di Reforming

I principali componenti della sezione sono:

- Steam Reformer;
- Waste Heat Boiler.

La funzione di questa sezione è convertire l'alimentazione di idrocarburi miscelata con vapore a gas di sintesi, contenente principalmente H₂, CO e CO₂, oltre a una piccola quantità di CH₄ non reagito.

Le reazioni che avvengono nella sezione di Steam Reforming possono essere così riassunte:



Il gas di processo proveniente dalla sezione di desolforazione è preriscaldato ad una temperatura di circa 600°C nello scambiatore denominato Feed Superheater, prima di entrare nel Reformer, in cui ha luogo la maggior parte della conversione di gas naturale a gas di sintesi (Reforming).

La reazione è fortemente endotermica e il calore necessario è fornito dai bruciatori che riscaldano i tubi del Reformer, entro cui fluisce il gas di processo.

Come combustibile primario sono usati gli off-gas provenienti dal PSA Unit contenenti una quantità di H₂ non separato, mentre il gas naturale di Raffineria è usato come combustibile secondario per bilanciare la richiesta di combustibile.

I fumi prodotti nella camera di combustione con una temperatura di uscita di circa 1.010 °C entrano nella sezione convettiva del Reformer, dove cedono il calore sensibile per:

- riscaldamento della miscela idrocarburo/vapore prima di entrare nel Reformer;
- surriscaldamento del vapore;
- riscaldamento dell'aria di combustione;
- generazione di vapore a 52 bar.

Nella sezione convettiva del Reformer la temperatura dei fumi decresce a circa 160 - 170°C. Il gas di processo uscente dalla sezione radiante del Reformer passa attraverso la Waste Heat Boiler producendo vapore saturo a 52 bar.

L'effluente del Reformer è raffreddato nello scambiatore denominato Process Gas Boiler ed è inviato al reattore Shift Reactor, nel quale si ha l'abbattimento del CO.

Sezione di Shift

Il componente principale di questa sezione è il reattore di conversione a media temperatura (MT Shift Converter).

Scopo della sezione di Shift è la conversione di CO a CO₂, dalla reazione con H₂O, generando idrogeno. La reazione è di tipo esotermico.

Il gas di processo dalla sezione di Reforming entra nel HT CO Shift Converter a una temperatura di 330 °C, per poi uscire a una temperatura di circa 390 °C. Prima di passare alla sezione successiva il gas subisce un primo raffreddamento fino a 312 °C nello scambiatore denominato Feed Preheater.

Raffreddamento del Gas di Processo

Il gas di processo uscente dal HT CO Shift Converter è raffreddato in una serie di scambiatori di calore (scambiatore BFW, acqua demi ed acqua di raffreddamento) e di air coolers fino a raggiungere una temperatura di 33°C.

La condensa di processo separata nel Process Condensate Separator viene inviata direttamente al Deaerator per produrre Boiler Feed Water (BFW) .

La condensa separata nel Process Condensate Separator 2, unitamente all'acqua demineralizzata alimentata dal circuito esistente di Raffineria, viene preriscaldata nel Demin Water Preheater prima di essere inviata al Deaerator per la produzione di BFW.

Separazione dell'H₂

La funzione di questa sezione è la separazione dell'idrogeno contenuto nel gas di processo, per raggiungere la purezza richiesta.

Il gas di processo contiene H₂, CO₂ e una certa quantità di CO e di gas naturale.

L'H₂ contenuto è purificato fino a un minimo di 99,9 % di purezza nella PSA Unit (Pressure Swing Absorber – purificatore), che opera a una temperatura in ingresso di 33 °C.

L'H₂ prodotto da questa unità è inviato al limite di batteria, una parte di esso è compressa e riciclata per essere miscelata all'alimentazione della sezione di desolfurazione.

Gli altri componenti del gas di processo, insieme all'idrogeno non separato, compongono i cosiddetti off-gas, che sono inviati alla sezione di Reforming come combustibile primario per il Reformer.

Nell'unità PSA le impurità sono selettivamente adsorbite su un assorbente ad alta pressione per poi essere successivamente deadsorbite con la diminuzione della pressione. Le operazioni di adsorbimento e deadsorbimento sono ripetute ciclicamente. In questa unità non avvengono né reazioni chimiche né reazioni catalitiche.

Generazione di Vapore ad Alta Pressione

Il vapore saturo ad alta pressione (52 bar) prodotto nella sezione di Reforming è surriscaldato a 430 °C. Parte del vapore è usato come vapore di processo, il resto è inviato al limite di batteria.

L'acqua demineralizzata, alimentata anche dalle condense trattate provenienti dai Process Condensate Separators, è trattata nel Deaerator.

2.1.2. Specifiche della carica d'impianto

Lo Steam Reformer converte gas naturale per produrre H₂, da inviare alla rete di Raffineria. Le caratteristiche del gas naturale in carica impianto sono le seguenti:

Tabella 2-1: Caratteristiche carica impianto

Caratteristiche	U.d.m	Gas naturale
Portata	Nm ³ /h	9.909
Pressione	Bar g	21
Temperatura	°C	20
Composizione		
CH ₄	% vol	86,36
C ₂ H ₆	% vol	7,12
C ₃ H ₈	% vol	1,62
Iso-butano	% vol	0,20
Normal-butano	% vol	0,30
Pentano (iso+normal)	% vol	0,11
C6+	% vol	0,05
Azoto	% vol	3,43
CO ₂	% vol	0,74
He	% vol	0,07
O ₂	% vol	0,0
Contenuto max. di S	mg/Nm ³	22

2.1.3. Specifiche dei prodotti d'impianto

L'impianto produce H₂ secondo le seguenti caratteristiche:

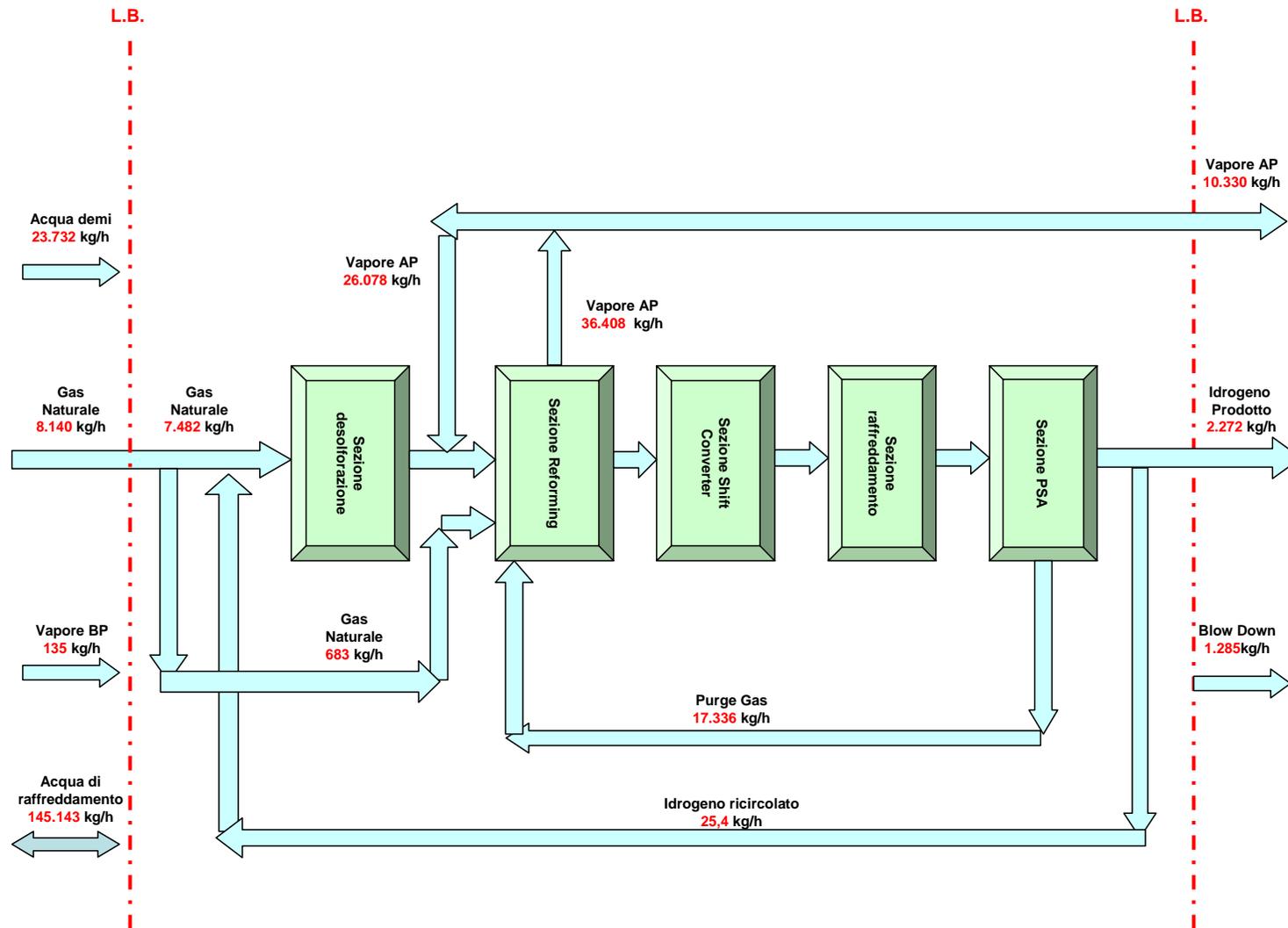
Tabella 2-2: Caratteristiche prodotto impianto

Caratteristiche	U.d.m	H ₂
Portata	Nm ³ /h	25.000
Pressione	Barg	25,5
Temperatura	°C	38
Composizione		
H ₂	% vol	99,9
CO+CO ₂	vppm	max. 15
CO	vppm	max. 10
NH ₃	vppm	max. 1
CH ₄	vppm	max. 80
N ₂ + He	vppm	balance

2.1.4. Produzione e consumi di impianto

Lo schema semplificato dell'impianto per la produzione di idrogeno, rappresentato in Figura 2-2, riporta la produzione e i consumi di progetto dell'impianto.

Figura 2-2: Schema dell'Impianto di Produzione Idrogeno



Gli unici rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità di Steam Reforming sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dalla attività di manutenzione. Tali rifiuti verranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

2.1.5. Sistemi ausiliari

Il nuovo impianto sarà dotato di tale sistema per raccogliere eventuali gas e liquidi inviati al sistema di blowdown inclusi eventuali scarichi delle PSV. Il gas separato sarà inviato alle torce di Raffineria, il liquido a Slop.

2.2. Dispositivi di misura, controllo, regolazione e protezione

La supervisione ed il controllo degli impianti di processo della Raffineria di Milazzo è operata mediante strumentazione di campo (valvole di controllo, termocoppie, manometri, etc.), gestiti da Sala Controllo attraverso un insieme di microprocessori, apparecchiature e strumentazione elettronica che collegate da una rete di comunicazione costituiscono il Sistema di Controllo Distribuito² (DCS).

L'architettura del DCS prevede due livelli gerarchici collegati tramite un sistema di trasmissione dati proprietario:

- al primo livello appartengono moduli decentralizzati dislocati presso n° 5 sale satellite (Process Control Unit) le cui funzioni sono l'acquisizione e l'elaborazione dei segnali provenienti dall'impianto e inviati all'impianto. Tali moduli multifunzionali impiegati ed ottimizzati per il controllo di processo sono costituiti da 4 sezioni fondamentali:
 - a) Sezione di alimentazione dedicata all'alimentazione dell'intero modulo;
 - b) Sezione Central Process Unit (CPU) dedicata allo svolgimento programmato delle funzioni di acquisizione, regolazione e controllo delle variabili di processo, alla gestione delle comunicazioni e della auto diagnostica;
 - c) Sezione di memoria dedicata alla memorizzazione dei programmi di controllo che il modulo deve svolgere;
 - d) Sezione di Input/Output (I/O) dedicata alla conversione analogica/digitale (e viceversa) dei segnali di ingresso/uscita.
- al secondo livello appartengono moduli centralizzati (in Sala Controllo) quali l'interfaccia operatore e i sistemi di registrazione. L'interfaccia tra operatore ed impianto permette le seguenti funzioni principali:
 - e) Indicazioni di tutte le variabili;
 - f) manipolazione di tutte le catene di regolazione e di controllo;
 - g) annunciazione degli allarmi con le diverse priorità;
 - h) presentazione dei trend;
 - i) evidenziazione messaggi di diagnostica

² Sistema di Controllo Distribuito indica "Distributed Control System" (DCS).

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

Una procedura interna regola le attività e le responsabilità di configurazione e manutenzione, sia hardware che software, del Sistema di Raffineria.

Oltre ai sistemi DCS, molte logiche automatizzate (e specificatamente quelle relative ai blocchi di processo) sono quasi esclusivamente realizzate con i Controllori Logici Programmabili³ (PLC), strettamente connessi comunque al DCS.

I PLC storicamente sono stati utilizzati per l'automazione di processi in cui i segnali sono digitali piuttosto che analogici come nella regolazione di processi continui. Per semplificare si può dire che il mondo digitale (o discreto) è governato dai PLC, il mondo analogico (o continuo) dai DCS. La tecnologia odierna "media" tra i due estremi ideali e vede nei PLC capacità da DCS e viceversa.

In Raffineria sono presenti due tipologie di PLC:

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

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

Le configurazioni software dei PLC che governano le apparecchiature o che rilevando situazioni di malfunzionamento mettono in sicurezza gli impianti, sono di primaria importanza in quanto sono state sempre sviluppate e testate dal fornitore e ogni eventuale modifica viene attentamente valutata con il licenziatario del processo e con il progettista.

La responsabilità del buon funzionamento sia dell'HardWare che del SoftWare dei PLC di Raffineria è a carico di specifiche unità di Raffineria (MANINGE/MAN - manutenzione e TECL/CP - controllo di processo).

³ Controllori Logici Programmabili indica "Programmable Logic Controller" (PLC).

2.3. Interconnecting

La realizzazione del nuovo impianto HMU3 implicherà alcuni interventi di adeguamento necessari all'integrazione di tale unità alla Raffineria esistente sui seguenti servizi connessi:

- sistema acqua di raffreddamento;
- sistema aria compressa;
- distribuzione dell'energia elettrica;
- interconnessione di linee di processo;
- sistema distribuzione gas naturale;
- sistema antincendio.

L'interconnecting tra l'impianto HMU3 ed i servizi della Raffineria sarà progettato tenendo conto dei seguenti fattori:

- disponibilità delle utilities ed unità esistenti;
- minimizzazione dei percorsi tubazioni;
- necessità di effettuare operazioni per il sezionamento degli impianti del complesso;
- flessibilità di lavorazione della Raffineria.

Nel seguito verranno indicati brevemente i principali interventi da realizzare su questi impianti, evidenziando l'impatto apportato dai cambiamenti del nuovo progetto.

2.3.1. Sistema acqua di raffreddamento

Il sistema acqua di raffreddamento esistente comprende tre gruppi di torri evaporative di raffreddamento ed una batteria di pompe per la ricircolazione dell'acqua.

Il sistema è realizzato a circuito chiuso e quindi solamente l'acqua persa dal circuito, principalmente per evaporazione e spurghi, viene reintegrata.

Il fabbisogno totale di acqua di raffreddamento richiesto dal progetto è di 145 m³/h.

La domanda verrà soddisfatta dalla rete di distribuzione esistente attraverso la realizzazione di opportune linee di connessione, mentre le torri evaporative esistenti sono da considerare già adeguate a smaltire il carico termico aggiuntivo.

2.3.2. Sistema aria compressa di Raffineria

L'aria compressa negli impianti di Raffineria ha un doppio utilizzo:

- aria strumenti;
- aria servizi.

L'aria viene inizialmente compressa e quindi alimentata in 2 serbatoi di accumulo, uno per l'aria strumenti, previo essiccamento, e l'altro per l'aria servizi.

Il fabbisogno aggiuntivo verrà soddisfatto dalla rete di distribuzione esistente attraverso la realizzazione di opportune linee di connessione.

2.3.3. Rete elettrica

La messa in marcia del nuovo impianto comporterà una richiesta aggiuntiva di energia elettrica pari a 1,05 MW.

Non sono previsti interventi importanti sull'esistente rete di distribuzione di energia elettrica, ad eccezione della realizzazione di una sottostazione elettrica che servirà il nuovo impianto e che verrà realizzata adiacentemente alla sottostazione esistente S/S-10. Il fabbisogno energetico aggiuntivo verrà fornito dalla rete ENEL.

2.3.4. Interconnessione di linee di processo

La nuova unità HMU3 fornirà H₂ agli impianti esistenti di Raffineria producendo inoltre vapore ad alta pressione. Sia la carica utilizzata dall'impianto sia il combustibile bruciato nel forno dell'unità saranno costituiti da gas naturale (7.482 kg/h e 683 kg/h rispettivamente) proveniente dalla rete Snam Rete Gas.

Il vapore (36.408 kg/h a 52 bar) e l'H₂ (25.000 Nm³/h a 26,5 bar) prodotti dall'unità verranno in parte immessi nella reti di distribuzione esistenti di Raffineria.

I dreni prodotti dall'unità (1.285 kg/h), verranno utilizzati come acqua di make up nel circuito di raffreddamento esistente.

L'acqua demineralizzata necessaria per la produzione del vapore AP (23.732 kg/h) verrà fornita attraverso la rete di distribuzione esistente mediante la realizzazione di opportune linee di connessione. L'impianto di produzione di acqua demi esistente si può considerare già adeguato a coprire il fabbisogno aggiuntivo.

Il fluido di processo scaricato dalle valvole di sicurezza del nuovo impianto sarà convogliato nella rete esistente di blow down quindi convogliato nell'esistente sistema di torce.

L'acqua meteorica ricadente sull'area dove verrà realizzato il nuovo impianto verrà convogliata nella rete fognaria esistente della Raffineria.

2.3.5. Sistema distribuzione gas naturale

Come anticipato nei paragrafi precedenti, la carica al nuovo impianto ed il combustibile alimentato al forno di processo saranno costituiti da gas naturale. Il gas verrà

approvvigionato all'impianto tramite linea aerea che verrà realizzata a partire dall'esistente sottostazione di riduzione presente all'interno della Raffineria.

2.3.6. Sistema antincendio

La nuova unità sarà dotata di un sistema antincendio costituito da idranti ad acqua ed estintori a polvere ed a CO₂. L'acqua antincendio verrà fornita dalla rete esistente di Raffineria.

Gli idranti ad acqua verranno collocati intorno all'area di processo e verranno utilizzati per il raffreddamento delle superfici delle apparecchiature ubicate ad altezze elevate o per apparecchiature contenenti liquidi infiammabili volatili, reattori e serbatoi.

Gli estintori a polvere verranno distribuiti in particolari punti all'interno dell'area di impianto dove si potrebbero verificare particolari condizioni di pericolo (es: apparecchiature rotanti e valvole).

2.4. Analisi dei malfunzionamenti

Per il progetto oggetto della presente Relazione Ambientale sarà effettuata una dettagliata analisi di rischio nel relativo Rapporto Preliminare di Sicurezza (fase di Nulla Osta di Fattibilità), da presentare ai sensi del DLgs 334 del 17/08/99 (DLgs 334/99) e s.m.i..

Nella seguente tabella si riporta una valutazione preliminare dei rischi connessi all'impiego delle sostanze detenute e manipolate negli impianti oggetto della presente Relazione Ambientale; tale analisi consiste nella individuazione di eventi incidentali di riferimento e nell'analisi delle possibili evoluzioni degli incidenti verso scenari incidentali.

Tabella 2-3: Descrizione degli eventi incidentali

N°	TOP	Scenario incidentale
1	Rottura di un tubo catalitico nel forno di steam reforming per alta temperatura	L'evento risulta estremamente improbabile da un punto di vista probabilistico, sebbene non trascurabile. In ogni caso questo comporterebbe una maggiore sollecitazione termica per il materiale dei tubi, che potrebbe cedere in qualche punto formando una cricca da cui uscirebbero gas, vapori o liquidi infiammabili. La rottura del serpentino può provocare la combustione del gas di reforming in camera di combustione, con possibile interessamento di altri punti del serpentino lambiti dal getto di fuoco; l'incidente rimarrebbe comunque confinato nella camera di combustione.
2	Gas di processo al degasatore	L'evento è trascurabile da un punto di vista della probabilità di accadimento. In ogni caso, non essendo presente aria nell'impianto, non è possibile che si formino miscele esplosive, pertanto non sarebbe atteso alcun danno anche al verificarsi dell'evento in questione.
3	Miscela esplosiva nella camera di combustione del forno per piazzamento della fiamma	L'evento è trascurabile da un punto di vista della probabilità di accadimento.
4	Rilascio di metano dalla linea di alimentazione	In considerazione dell'elevata temperatura operativa della linea esaminata è stata fatta l'ipotesi di innesco immediato di un eventuale rilascio, con conseguente formazione di Jet Fire come unico scenario incidentale credibile.
5	Rilascio gas dalla linea di processo a valle del forno di steam reforming	In considerazione dell'elevata temperatura operativa della linea esaminata è stata fatta l'ipotesi di innesco immediato di un eventuale rilascio, con conseguente formazione di Jet Fire come unico scenario incidentale credibile.

Si fa presente che durante lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio saranno implementati tutti gli accorgimenti tecnicamente validi per ridurre sia le frequenze attese (essenzialmente mediante miglioramenti dei sistemi di controllo, allarme e blocco) che le conseguenze pericolose (mediante sistemi di depressurizzazione, rilevamento incendio e gas, sistemi di protezione attiva e passiva dal fuoco).

Per analisi più approfondite si rimanda, tuttavia, al Rapporto Preliminare di Sicurezza che sarà elaborato ai fini dell'ottenimento del NOF, secondo quanto previsto dall'art. 9 del DLgs 334/99e s.m.i..

2.5. Valutazione comparativa del progetto con le Migliori Tecniche Disponibili

Il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili (MTD) viene effettuato con riferimento alla seguente documentazione:

- “Linee guida per l’identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili, Categoria IPPC 1.2: Raffinerie di petrolio e di gas” pubblicato sul supplemento ordinario della Gazzetta Ufficiale, 125 del 31/05/07, di seguito “Rif. 1”;
- “Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (BREF)” emesso dall’ufficio IPPC della UE sito in Siviglia nel Febbraio 2003, di seguito “Rif. 2”.

L’impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo alla produzione di inquinanti atmosferici, è sempre preferibile alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento).

Per la gestione globale della combustione, il nuovo forno sarà dotato di un sistema di controllo dell’aria comburente con monitoraggio dell’eccesso d’aria mediante analizzatori di ossigeno e di misura della temperatura fumi all’uscita dei forni in allineamento con quanto previsto nel “Rif. 1 (pag. 582)”. Saranno, inoltre, dotati di bruciatori Low NOx e bruceranno esclusivamente metano e purge gas garantendo la limitazione delle emissioni di SOx e PTS, in linea con quanto previsto nel “Rif. 1 (pag. 583)”.

2.5.1. Impianto Produzione Idrogeno

Nel forno della nuova unità Steam Reforming saranno installati bruciatori di tipo LowNOx per la riduzione delle emissioni di NOx; tale tecnica è in linea con quanto previsto in “Rif. 1”.

Sono considerate MTD per gli impianti di steam reforming (“Rif. 1”):

- utilizzare la tecnica di purificazione pressure swing adsorption (PSA) quando è richiesto un elevato grado di purificazione dell’idrogeno;
- nel caso di impiego di PSA, utilizzare il gas di spurgo come combustibile nel forno di reforming.

La nuova unità di steam reforming risulta allineata alle MTD in quanto:

- l’unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e presenta un sistema di integrazione energetica tra le varie sezioni d’impianto sia per il preriscaldamento della carica che per la produzione/surriscaldamento del vapore utilizzato nella reazione;
- l’unità PSA ha la funzione di purificare la corrente di idrogeno prodotta nell’unità di produzione idrogeno che viene utilizzata nelle unità di desolfurazione. Date le specifiche di severità delle unità stesse l’idrogeno

introdotto deve avere elevate caratteristiche di purezza e pertanto la gestione del PSA viene fatta in relazione a tali esigenze, garantendo fino al 99,9 % di purezza;

- il purge gas dell'unità PSA viene alimentato come combustibile al forno di reforming dell'unità di produzione idrogeno.

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in “Rif. 2, paragrafo 3.14” sono riportati i consumi attesi per un'unità di steam reforming (si veda la seguente tabella).

Tabella 2-4: Da BREF: Consumi attesi per impianti di steam reforming

	Consumi attesi per t di alimentazione
Combustibile	35.000÷ 80.000 MJ/t
Elettricità	200÷800 KWh/t
Vapore prodotto	2.000÷8.000 Kg/t
Acqua di raffreddamento (Delta T = 10°C)	50÷300 m ³ /t

I suddetti valori relativi al nuovo impianto HMU3 sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 2-5: Raffineria di Milazzo: Consumi da basi di progetto consumi per t di alimentazione

	Consumi attesi per t di alimentazione
Combustibile	47.113 MJ/t
Elettricità	140 KWh/t
Vapore prodotto	4.866 Kg/t
Acqua di raffreddamento (Delta T = 10°C)	19 m ³ /t

Dal confronto tra le 2 tabelle risulta evidente che i consumi del nuovo impianto di steam reforming risultano allineati con i valori indicati nel BREF.

2.6. Fase di cantiere

L'allestimento del cantiere sarà operato in modo da garantire il rispetto delle più severe norme in materia di salute e sicurezza.

Le scelte delle tecnologie e delle modalità operative per la gestione del cantiere saranno dettate, oltre che da esigenze tecnico-costruttive, anche dall'esigenza di contenere al massimo la produzione di materiale di rifiuto, i consumi per trasporti, la produzione di rumori e polveri dovuti alle lavorazioni direttamente ed indirettamente collegate all'attività del cantiere ed infine gli apporti idrici ed energetici.

2.6.1. Occupazione indotta del cantiere

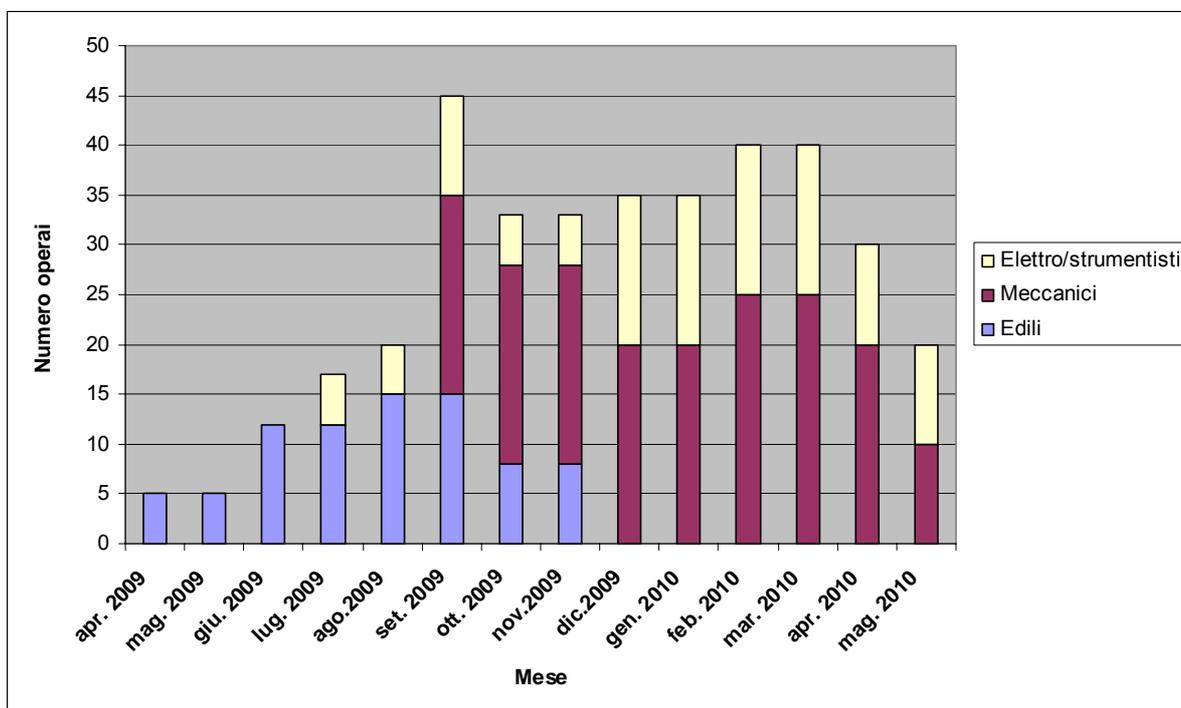
La durata della fase di cantiere di costruzione dei nuovi impianti è stata stimata su base statistica in circa 14 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti del progetto. L'inizio dei lavori per il progetto è indicativamente previsto per Aprile 2009.

Le attività previste possono essere indicativamente suddivise in due fasi:

- Da Aprile 2009 a Giugno 2009: preparazione del sito (liberazione delle aree e movimentazione del terreno);
- Da Luglio 2009 a Maggio 2010: opere meccaniche, civili ed elettriche.

La distribuzione indicativa della domanda di manodopera durante le 2 fasi del cantiere è schematizzata nella seguente Figura.

Figura 2-3: Distribuzione necessità occupazionale durante la fase cantiere



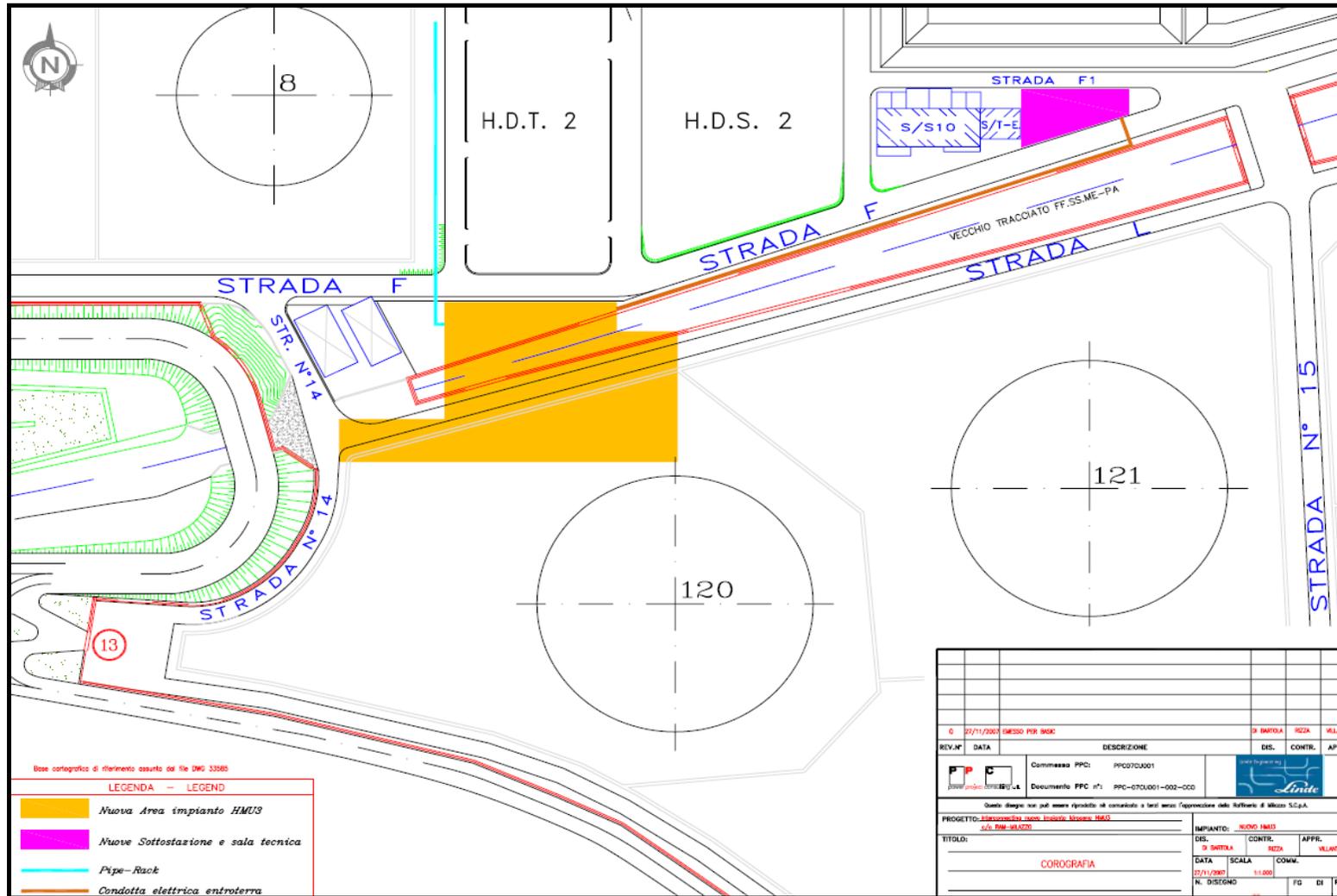
2.6.2. Attività di sbancamento e demolizione

Per la realizzazione del nuovo impianto sono previste le seguenti attività di sbancamento e demolizione:

- Demolizione parziale del muro di contenimento del bacino TK-120 fino al muro interno di contenimento del bacino TK-121.
- Rimozione degli sleepers contigui al muro demolito, delle scalette metalliche per manovra valvole e parzialmente della scala metallica di accesso alla sommità del muro di contenimento del bacino TK-120.
- Demolizione dei muretti di recinzione del rilevato ferroviario e della sovrastante recinzione metallica.
- Sbancamento, fino ad una quota relativa di $-0,20$ m sottostante il piano della strada “F” che costeggia a Sud gli impianti esistenti HDS2 ed HDT2, limitatamente all’area del nuovo impianto HMU3 e che andrà ad interessare l’attuale intero rilevato ferroviario, l’attuale sede stradale “F” e parte del bacino TK-120.

L’area complessiva interessata dalle attività per la realizzazione del nuovo impianto avrà un’estensione pari a circa 1.400 m^2 . Nella seguente figura viene riportata l’ubicazione dell’area di realizzazione del nuovo impianto.

Figura 2-4: Area di intervento per la realizzazione del nuovo impianto

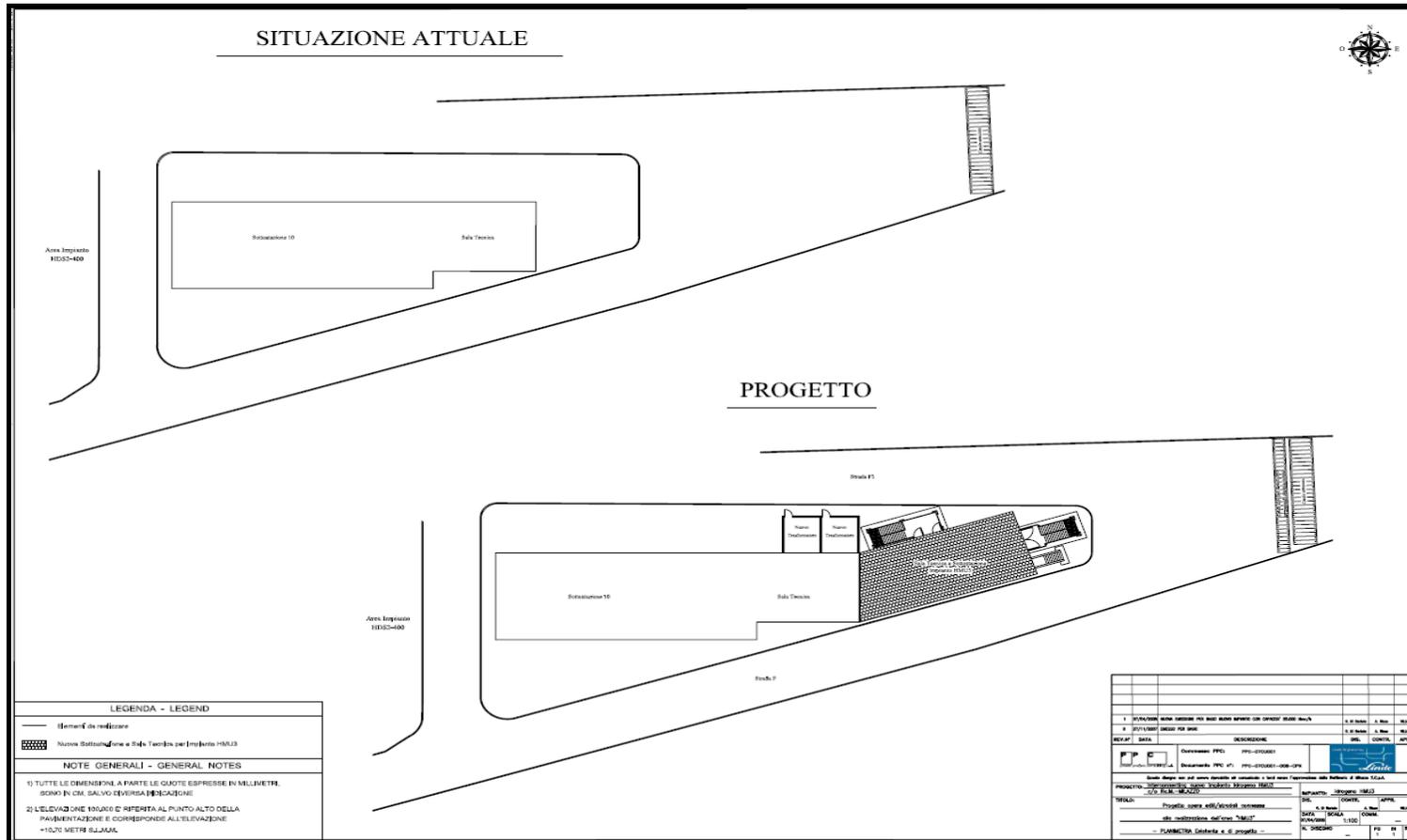


2.6.3. Attività di costruzione

Le attività di cantiere prevedono, tra le diverse fasi operative, lo scavo di terreni per la costruzione di fondazioni e manufatti. Tra i manufatti è previsto l'ampliamento della cabina elettrica S/S-10 e della sala tecnica di strumentazione S/T-E esistenti per l'installazione delle apparecchiature elettriche e di controllo del nuovo impianto HMU3.

L'ubicazione della sottostazione elettrica e della sala tecnica è riportata nella figura seguente.

Figura 2-5: Particolare relative alla realizzazione della nuova sala tecnica e della sottostazione elettrica



In questa fase potranno essere utilizzati macchinari speciali (ad esempio macchine per l'installazione di pali di fondazione) e non si esclude l'effettuazione in campo di saldatura e trattamento termico dei principali item (colonne e reattori). Tuttavia, le attività si svolgeranno in un'area circoscritta e per tempi limitati e si può dunque ritenere che in questa fase gli impatti durante la fase di costruzione siano non rilevanti.

2.6.4. Produzione di rifiuti

Durante le varie attività di cantiere esposte nei precedenti paragrafi verranno prodotte diverse tipologie di rifiuti sintetizzate nella Tabella riportata di seguito. I quantitativi riportati rappresentano una stima indicativa ricavata dall'esperienza.

Tabella 2-6: Rifiuti prodotti durante le attività di cantiere

Descrizione del rifiuto	Quantità	Recupero (R) o Smaltimento (S)
Terra e rocce di risulta	40.000 m ³	S
Inerti da costruzioni edili	2.000 m ³	S
Asfalto	500 m ³	S
Rifiuti solidi urbani	1.500 kg	S
Sfridi metallici di lavorazione	2.500 kg	S
Elettrodi da saldatura	800 kg	S
Contenitori metallici di vernici	1.500 kg	S
Guaine/isolamento in PVC di cavi elettrici	1.800 kg	S
Armature metalliche di cavi elettrici	2.000 kg	S

Tutti i terreni di risulta prodotti durante le attività di cantiere verranno inviati in discarica. Le attività di smaltimento/recupero saranno condotte in accordo alla vigente normativa in materia ambientale (classificazione ai sensi dell'Art. 184 del DLgs 152/06, conformemente alle indicazioni contenute nell'Art. 2 della Decisione 2000/532/CE e successive modifiche, e al DM 03/09/05 - Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica (GU 201 del 30/08/05)).

2.6.5. Traffico

Il traffico indotto dalla fase di cantiere indicativamente previsto può essere così schematizzato:

- 2 mezzi al giorno per 20 giorni di transito per il trasferimento totale a discarica dei terreni di sbancamento e degli inerti;
- 2 mezzi a settimana per 20 settimane di transito per il trasporto in cantiere dei materiali di montaggio;

- 2 mezzi al giorno per 35 giorni di transito per il trasporto in cantiere dei materiali di costruzione edile necessari per la realizzazione della sala tecnica e della sottostazione elettrica;
- 2 mezzi al giorno per circa 220 giorni di transito per il trasporto del personale impiegato in cantiere.

3. DESCRIZIONE RAFFINERIA POST OPERAM E CONFRONTO CON ASSETTO ANTE OPERAM

3.1. Bilanci di materia ed energia

3.1.1. Bilancio di materia

A seguito dell’inserimento del nuovo impianto HMU3 non si prevedono variazioni nel flusso di materie prime in ingresso alla Raffineria rispetto alla Massima Capacità Produttiva (MCP). Si sottolinea che per materie prime si intendono le componenti fondamentali per l’ottenimento dei "prodotti finiti" destinati alla commercializzazione.

Il nuovo impianto utilizzerà come carica gas naturale fornito dalle rete Snam Rete Gas e lo stesso fornirà idrogeno agli impianti esistenti di Raffineria.

Per quanto riguarda altri materiali utilizzati dall’impianto, si prevede unicamente l’apporto di modeste quantità di catalizzatori. In particolare nella tabella seguente si riportano le caratteristiche dei catalizzatori utilizzati nella nuova unità.

Tabella 3-1: Caratteristiche dei catalizzatori dell’impianto HMU3.

Fase di utilizzo	Volume (m3)	Peso (kg)	Durata (anni)
Hydrogenation Reactor 01	7,1	3.331	3,0
Desulphurization Reactor 02	2,4	3.192*	0,5*
Desulphurization Reactor 03	2,4	3.192*	0,5*
Reformer	9,6	8.160	3,0
HT-Shift Reactor	13,4	16.348	3,0

*Solo i catalizzatori di 1 dei 2 reattori devono essere annualmente sostituiti

Le modifiche previste ai cicli produttivi non produrranno nessuna variazione neppure nella quantità e nella tipologia dei prodotti finiti rispetto a quanto previsto per la MCP. L’unica variazione correlata alla realizzazione del progetto è rappresentata da un miglioramento qualitativo dei gasoli prodotti dalla Raffineria in termini di contenuto di zolfo.

3.1.2. Consumi di energia elettrica, vapore e combustibili

Le nuova unità in progetto necessita tanto di energia termica che elettrica. La potenza elettrica assorbita dal nuovo impianto sarà pari a circa 1,05 MW, in marcia normale. Il fabbisogno energetico nella configurazione futura di Raffineria rimarrà pertanto sostanzialmente invariato rispetto alla MCP.

Nell’ambito del progetto è prevista l’installazione di un nuovo forno dotato di bruciatori di tipo Low NOx. Le caratteristiche di tale apparecchiatura sono riportate nella tabella successiva.

Tabella 3-2: Caratteristiche forno nuovo impianto HMU3

Id Forno	Combustibile	Consumo (kg/h)	Potenza (MW)
018F01	Gas naturale e Off Gas	683	50,7

I consumi di combustibili nella configurazione futura di Raffineria ed il loro confronto con quelli alla MCP sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 3-3: Consumo combustibili

Combustibili	U.d.m	MCP	Configurazione futura
Fuel Gas	t/a	280.480	313.860
Fuel Oil	t/a	191.360	190.100
GPL	t/a	25.000	25.000
Gas naturale	t/a	10.000	15.990

La nuova unità produrrà vapore ad alta pressione (36.408 kg/h). Una parte di tale vapore (26.078 kg/h) verrà utilizzato all'interno dell'impianto per la reazione di steam reforming, mentre la restante parte (10.330 kg/h) verrà inviata nella rete di vapore esistente mettendola a disposizione per i fabbisogni interni della Raffineria.

Il nuovo impianto consumerà inoltre una minima quota di vapore a bassa pressione (135 kg/h) che verrà fornita all'unità dagli impianti esistenti di Raffineria.

A seguito della disponibilità aggiuntiva di vapore legata alla messa in marcia del nuovo impianto, nella configurazione futura di Raffineria la quantità di vapore prodotta dalle caldaie esistenti verrà ridotta in modo che le quantità di vapore prodotto ed importato nella configurazione futura di Raffineria rimangano sostanzialmente invariate rispetto alla MCP.

3.2. Uso di risorse

3.2.1. Acqua

La nuova unità necessita di acqua demineralizzata ed acqua di raffreddamento. I consumi del nuovo impianto sono riportati nella tabella seguente.

Tabella 3-4: Consumi idrici del nuovo impianto

Acqua	
Demineralizzata	Raffreddamento
m ³ /h	m ³ /h
24	145

Il nuovo Steam Reformer scaricherà una piccola quota parte di blow down liquido (1,3 m³/h) che verrà recuperato all'interno dell'impianto stesso. Il consumo effettivo di acqua demineralizzata sarà pertanto pari a 22,7 m³/h che verranno prodotti a partire dalla

condensa recuperata nella rete di raccolta esistente di Raffineria. In tale ambito non si prevedono pertanto prelievi aggiuntivi di risorsa idrica.

Il fabbisogno totale di acqua di raffreddamento richiesto dal progetto è di 145 m³/h. La Raffineria è dotata di un circuito di raffreddamento chiuso che verrà connesso anche alla nuova unità: il reale consumo di acqua, una volta riempito il circuito, sarà pertanto costituito dalla sola integrazione con acqua di make-up.

Per quanto riguarda i prelievi, si può quindi ritenere trascurabile il contributo del nuovo impianto HMU3.

3.2.2. Suolo e Sottosuolo

L'area su cui verrà realizzato il nuovo impianto di estensione pari a circa 1.400 m², ricade su suolo industriale all'interno del perimetro attuale di Raffineria in una zona inutilizzata ed attualmente di proprietà delle Ferrovie dello Stato. Considerando la superficie totale della Raffineria, pari a 2.120.000 m², la nuova area ne costituisce pertanto una porzione molto esigua.

Preliminarmente alla realizzazione del nuovo impianto si intraprenderanno tutte le azioni richieste dalla vigente normativa in particolare finalizzate allo svincolo dell'area di interesse. Nell'ambito dell'esecuzioni di queste attività verranno predisposti specifici piani di gestione dei materiali di scavo.

3.3. Interferenze con l'Ambiente

3.3.1. Emissioni in atmosfera

3.3.1.1. Emissioni convogliate

Nel progetto di realizzazione del nuovo impianto è prevista l'installazione di 1 nuovo forno che costituirà una nuova sorgente di emissione continua di Raffineria.

Le emissioni relative all'impianto HMU3 saranno convogliate al nuovo camino denominato E30 (di altezza prevista pari a 75 m e diametro interno di 1,4 m). L'ubicazione del nuovo camino è indicata nell'Allegato 6.

Per quanto riguarda il nuovo impianto di processo, si evidenzia che :

- il nuovo forno brucerà solo gas naturale e Off Gas (gas di ricircolo) che garantiranno emissioni poco significative di PST e la limitazione delle emissioni di SO₂;
- il nuovo forno sarà dotato di bruciatori Low NOx che garantiranno emissioni di NOx contenute;
- verranno adottati sistemi di monitoraggio della temperatura e del contenuto di ossigeno per il nuovo forno al fine di ottimizzare l'efficienza di combustione (abbattimento emissioni di CO).

Nella Tabella 3-5 sono riportate le caratteristiche dei flussi emissivi prodotti dalla nuova unità.

Tabella 3-5: Flussi emissivi impianto HMU3

Portata	SO ₂		NOx		Polveri		CO	
	Nm ³ /a	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a	mg/Nm ³	t/a
434.081.886	15	35	87	200	2	5	35	80

Per quanto riguarda la CO₂ prodotta dal nuovo impianto, è stato stimato che in caso di funzionamento continuo per 8.760 h/a, le emissioni saranno annualmente pari a circa 185.340 t.

La Tabella seguente riporta le caratteristiche del flusso emissivo complessivo di Raffineria relativo alle concentrazioni medie attese per ogni cammino nella configurazione futura.

Questo scenario emissivo, in analogia con la MCP, sarà utilizzato per la stima della ricaduta degli inquinanti nello scenario di progetto.

Tabella 3-6: Caratteristiche del flusso emissivo medio annuale – Scenario Futuro.

Camino	SO ₂ t/a	SO ₂ mg/Nm ³	NOx t/a	NOx mg/Nm ³	PST t/a	PST mg/Nm ³	CO t/a	CO mg/Nm ³	Volume fumi Nm ³
E1	723	1.044	277	400	32	46	7	10	692.038.112
E3	1.033	907	393	345	57	50	20	18	1.138.630.606
E5	578	1.044	199	360	28	50	6	10	553.236.187
E6	358	1.348	90	340	20	75	100	375	265.611.564
E8	82	143	143	250	3	5	11	20	572.105.137
E9	13	143	15	160	2	20	9	100	91.374.347
E12	2	143	2	160	0,1	10	4	300	11.881.994
E13	2	57	0,0	0	0	0	0	0	33.622.020
E14	439	109	1.047	259	76	19	380	94	4.035.986.040
E7	3.034	1.500	961	475	172	85	506	250	2.022.612.299
E10	2.968	8.897	47	141	3	10	168	504	333.592.000
E25	471	343	275	201	18	13	137	100	1.371.180.547
E26	16	143	33	300	9	80	27	250	108.623.087
E27	28	143	40	200	7,9	40	50	250	198.569.081
E30	15	35	87	200	2	5	35	80	434.081.886

Nella Tabella 3-7 si riporta infine il confronto tra i flussi emissivi complessivi di Raffineria previsti per la MCP e per la configurazione futura di Raffineria.

Tabella 3-7: Confronto flussi emissivi MCP e configurazione futura di Raffineria

Parametro	U.d.m.	MCP	Configurazione futura
SO ₂	t/a	9.770	9.762
NOx	t/a	3.608	3.608
CO	t/a	1.459	1.459
PST	t/a	430	429
CO ₂	t/a	1.515.659	1.700.324

3.3.1.2. Emissioni diffuse

Per quanto riguarda le emissioni diffuse (derivanti da flange, pompe, valvole, ecc.) non sono previste variazioni apprezzabili rispetto allo stato attuale. La Raffineria, tuttavia, sta effettuando una campagna per la riduzione delle emissioni diffuse che consiste nell'adottare doppie tenute sulle macchine operatrici e organi di regolazione critici, installazione di doppie tenute su serbatoi dotati di tetto galleggiante, utilizzo di vernici termoriflettenti.

3.3.2. Scarichi idrici

Gli effluenti idrici previsti dalla nuova unità saranno costituiti esclusivamente dalle acque meteoriche e dal blow down liquido di linee ed apparecchiature. Le acque meteoriche ricadenti sulla nuova area di impianto (circa 0,01 m³/h) verranno inviate all'impianto TAS per essere sottoposte a trattamento prima dello scarico a mare, mentre il blow down liquido verrà ricircolato nel circuito di raffreddamento di Raffineria. Gli scarichi occasionali verranno raccolti in impianto ed inviati successivamente a recupero. Nessun effluente di processo prodotto dal nuovo impianto verrà pertanto inviato con continuità nella rete fognaria esistente di Raffineria.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, si può quindi ritenere trascurabile il contributo del nuovo impianto HMU3.

3.3.3. Rumore

Tutte le apparecchiature installate nel nuovo impianto HMU3 avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Le apparecchiature installate saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora inferiore a 85 dB(A) ad una distanza di un metro dall'apparecchiatura stessa.

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantirà il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria.

L'installazione dei nuovi impianti, dunque, non ha apportato sensibili effetti sull'attuale livello di pressione sonora al perimetro dello stabilimento.

3.3.4. Rifiuti

I principali rifiuti solidi addizionali prodotti dalla nuova unità sono costituiti dai catalizzatori esausti e dai rifiuti prodotti dall'attività di manutenzione di tipologia e qualità comparabile a quelli attualmente prodotti dalla Raffineria. L'adeguamento prevede l'utilizzo di catalizzatori tradizionali, che dal punto di vista chimico-fisico sono del tutto identici a quelli che vengono utilizzati in analoghi processi di desolfurazione e che saranno smaltiti secondo le normative vigenti in materia di trattamento, smaltimento e gestione rifiuti.

Per le principali caratteristiche dei catalizzatori utilizzati nel processo, la durata dei loro cicli ed i quantitativi, si rimanda al Paragrafo 3.1.1.

La rigenerazione dei catalizzatori delle nuove unità verrà effettuata fuori sito da società specializzate del settore. La produzione di catalizzatori esausti è stata stimata in circa 16 t/a.

La stima qualitativa e quantitativa dei rifiuti prodotti durante la manutenzione è praticamente impossibile in quanto legata a molteplici fattori (regime di produzione,

grado di pulizia delle apparecchiature e dei serbatoi, esigenze tecnologiche) variabili nel tempo.

Nella Tabella 3-8 è riportato il confronto tra la produzione di rifiuti prevista per la configurazione futura di Raffineria e i dati attuali.

Tabella 3-8: Confronto produzione di rifiuti alla MCP e nella configurazione futura di Raffineria.

Parametro	U.d.m.	MCP	Configurazione futura
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t	12.516	12.532

3.3.5. Traffico

Come anticipato nei precedenti paragrafi, a seguito dell’inserimento del nuovo impianto HMU3, non si prevedono variazioni nel flusso di materie prime in ingresso e di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria rispetto alla MCP. Anche il traffico legato alla loro movimentazione rimarrà pertanto invariato rispetto alla configurazione di riferimento.

3.4. Impatti socio-economici indotti dalla realizzazione del progetto

L’intervento non determinerà modifiche significative in termini di occupazione permanente nella Raffineria, anche se il maggior beneficio risiede nell’adeguamento tecnologico del processo produttivo che costituisce di per sé un valore aggiunto in termini di sicurezza del posto di lavoro.

Gli impatti socio-economici legati alla fase di cantiere sono illustrati nel paragrafo 2.6.

3.5. Rappresentazione sintetica della Raffineria allo stato attuale e in seguito alla realizzazione del progetto

Nella Tabella seguente si riporta un confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale e a seguito della realizzazione del progetto.

Tabella 3-9: Confronto dei parametri significativi della Raffineria allo stato attuale (MCP) ed in seguito alla realizzazione del progetto

Parametro	UdM	Raffineria Attuale (Scenario MCP AIA)	Raffineria Futura	Variazione (Futura – Attuale)
MATERIE PRIME				
Grezzi	t/a	9.389.000	9.389.000	-
Semilavorati	t/a	1.181.700	1.181.700	-
Additivi	t/a	10.674	10.674	-
Idrogeno	t/a	44.000	44.000	-
Totale	t/a	10.625.374	10.625.374	-
PRODOTTI FINITI				
Propilene	t/a	128.283	128.283	-
GPL	t/a	112.014	112.014	-
Naphta	t/a	1.236.847	1.236.847	-
Benzine	t/a	2.136.184	2.136.184	-
Kerosene	t/a	177.423	177.423	-
Gasolio	t/a	4.465.574	4.465.574	-
Oli combustibili	t/a	1.515.463	1.515.463	-
Altro	t/a	853.586	853.586	-
Totale	t/a	10.625.374	10.625.374	-
PRELIEVO IDRICO				
Acqua da Acquedotto	m ³ /a	15.000	15.000	-
Acqua da Pozzo	m ³ /a	6.683.880	6.683.880	-
Acqua mare	m ³ /a	480.000	480.000	-
Acqua impianto depurazione	m ³ /a	3.066.00	3.066.00	-
SCARICHI IDRICI				
Quantità				
Acqua scaricata a mare	m ³ /a	5.250.000	5.250.000	-
Ricircolo	m ³ /a	3.066.000	3.066.000	-
Qualità				
Fosforo Totale,	mg/l	10,0	10,0	-

Parametro	UdM	Raffineria Attuale (Scenario MCP AIA)	Raffineria Futura	Variazione (Futura – Attuale)
Azoto nitroso	mg/l	0,6	0,6	-
Azoto nitrico	mg/l	20,0	20,0	-
Azoto NH ₄ ⁺	mg/l	15,0	15,0	-
Idrocarburi	mg/l	5,0	5,0	-
Solidi sospesi	mg/l	80,0	80,0	-
COD	mg/l	160,0	160,0	-
BOD	mg/l	40,0	40,0	-
Fenoli	mg/l	0,5	0,5	-
Ferro	mg/l	2,0	2,0	-
EMISSIONI IN ATMOSFERA				
SO ₂	t/a	9.770	9.762	-8
NO _x	t/a	3.608	3.608	-
CO	t/a	1.459	1.459	-
PST	t/a	430	429	-1
CO ₂	t/a	1.515.659	1.700.324	184.665
RIFIUTI				
Rifiuti pericolosi e non pericolosi	t/a	12.516	12.532	16
MOVIMENTAZIONE MATERIE PRIME/PRODOTTI FINITI				
Navi (materie prime)	Navi/a	27.412	27.412	-
Navi (prodotti finiti)	Navi/a	204	204	-
Autobotti (prodotti finiti)	ATB/a	583	583	-

Allegati

Elenco Allegati al Quadro di Riferimento Progettuale

Allegato 1 – Planimetria della configurazione attuale della Raffineria

Allegato 2 – Planimetria punti di emissione esistenti (in atmosfera e in corpo idrico)

Allegato 3 – Schema a blocchi di Raffineria con la nuova unità

Allegato 4 – Planimetria della configurazione futura della Raffineria

Allegato 5 – Layout e prospetto dell’impianto Steam Reformer HMU3

Allegato 6 – Planimetria punti di emissione futuri in atmosfera

Allegato 1

Planimetria della configurazione attuale della Raffineria

Allegato 2

Planimetria punti di emissione esistenti (in atmosfera e in corpo idrico)

Allegato 3

Schema a blocchi di Raffineria con la nuova unità

Allegato 4

Planimetria della configurazione futura della Raffineria

Allegato 5

Layout e prospetto dell’impianto Steam Reformer HMU3

Allegato 6

Planimetria punti di emissione futuri in atmosfera