

Il presente “*Progetto di Massima*” riguarda il progetto di espansione della Raffineria ENI R&M di Taranto.

ENI S.p.A. *Divisione Refining & Marketing* Raffineria di Taranto ha in progetto di incrementare la capacità di Raffinazione della propria Raffineria e di produrre prodotti in linea con le specifiche EU2008 per i carburanti uso autotrazione. A tale scopo ENI si propone la realizzazione di un *revamping* costituito essenzialmente da una nuova unità integrata di distillazione atmosferica e distillazione sotto vuoto e da una nuova unità di desolforazione gasoli.

La nuova unità integrata *Topping/Vacuum* è stata dimensionata per lavorare sino a 12.000 t/d di grezzo e la benzina non stabilizzata prodotta nella nuova unità Desolforazione Gasoli.

L'unità è progettata per la lavorazione di due tipologie di grezzi (CPC e URAL) e per produrre benzine, gasoli e kerosene.

I principali obiettivi di ENI Div. R&M per la nuova unità sono:

- garantire la necessaria flessibilità operativa per la lavorazione dei due grezzi sopra indicati; non è comunque richiesto un valore di *turndown* di progetto;
- minimizzare i consumi energetici del complesso *Topping/Vacuum*. A tale scopo le due sezioni *Topping* e *Vacuum* sono termicamente integrate.

La nuova unità Desolforazione Gasoli è dimensionata per una capacità di 6.500 t/d e può trattare gasolio da *cracking* termico (sino al 40% della carica totale).

I principali obiettivi di ENI Div. R&M sono di seguito indicati:

- Produzione di gasolio desolfato per autotrazione di alta qualità in linea con le specifiche EU2008;
- Lunghezza di ciclo per il catalizzatore non inferiore ai 24 mesi;
- Minimizzazione dei costi operativi, inclusi combustibili e Idrogeno.

Saranno inoltre installate le seguenti sezioni ausiliare:

- Sistema acqua di raffreddamento (sistema a circuito chiuso con torri di raffreddamento);
- Recupero Condense;
- Recupero Acque Accidentalmente Oleose;
- *Interconnecting* per processo e servizi.

La Raffineria, di proprietà della società *ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing*, è localizzata al centro dell'Area di Sviluppo Industriale di Taranto, sulla Strada Statale Jonica *SS106* in località Rondinella e ricade nei contermini del porto industriale di Taranto, dalla cui Autorità Portuale ha avuto la concessione per gli accosti.

Nei pressi del sito, procedendo da Nord-Ovest in direzione Sud-Est, oltre alle attività della Raffineria, sono presenti le seguenti attività industriali:

- Impianti di piscicoltura di proprietà della società *Pescherie di Taranto*;
- Impianto di Depurazione gestito dal Comune di Taranto;
- Impianto di trattamento terziario gestito dalla Provincia di Taranto;
- Stabilimento *Ilva*, il polo siderurgico di maggiori dimensioni;
- Stabilimento *GPL ENI Div. R&M*;
- *In.Ca.Gal.Sud.*, con attività anch'essa di stoccaggio, imbottigliamento e distribuzione del GPL per uso domestico;
- *Perretti Petroli*, deposito di prodotti petroliferi;
- *Ditta Peyrani Trasporti*;
- *SAPIO*, stabilimento di produzione gas tecnici (ossigeno, azoto, argon);
- *Cementir*, azienda cementiera.

Le principali infrastrutture di trasporto dell'area sono:

- la Strada Statale Jonica *SS106*, che collega le città di Taranto e Reggio Calabria;
- le linee ferroviarie a binario doppio Bari –Taranto e Napoli – Taranto, che costeggiano i confini occidentali e meridionali della Raffineria;
- la Strada Statale *SS7*, che corre lungo il confine nord della Raffineria.

In *Allegato 1* si riporta la localizzazione del sito della Raffineria di Taranto.

La Raffineria di Taranto, ubicata al centro dell'Area di Sviluppo Industriale di Taranto, entrò in esercizio nell'estate 1967 e fu realizzata secondo le più avanzate esperienze tecnologiche dell'epoca. In seguito, la graduale trasformazione della struttura quantitativa della domanda di prodotti petroliferi e la richiesta di un livello di qualità sempre più elevato ne hanno reso necessari successivi adeguamenti. Attualmente l'area di proprietà dell'ENI S.p.A. Div. R.&M. Raffineria di Taranto ha un'estensione di 270 ettari.

Le produzioni attive della Raffineria sono:

- produzioni Gasoli;
- produzione Benzine;
- produzione GPL;
- produzione *Jet Fuel*;
- produzione Oli Combustibili;
- produzione di Bitumi e Zolfo puro.

La Raffineria ha attualmente una capacità autorizzata di 6,5 milioni di tonnellate annue di greggio ed è in grado di lavorare un'ampia varietà di greggi e di residui importati, in modo da ottenere la massima flessibilità operativa.

3.1

COMPONENTI DI IMPIANTO

La Raffineria è organizzata nelle 4 aree produttive schematizzate nel seguito:

- *Area Impianti*: raggruppa gli impianti di produzione di GPL, benzina, kerosene, gasolio, olio combustibile e bitumi;
- *Area Stoccaggio*: collocata nella parte sud della Raffineria, al di là della SS106 Jonica;
- *Area Caricamento Rete (ex-Deint) e Caricamento Extra-Rete*: raggruppa le pensiline di carico dei prodotti a mezzo autobotti (ATB);
- *Pontile e Campo Boe*: il primo utilizzato per la movimentazione di materie prime e prodotti su navi fino a 60.000 tonnellate, il secondo fino a 250.000 tonnellate.

Le fasi operative mediante le quali viene realizzata in Raffineria la trasformazione del petrolio greggio in prodotti finiti sono le seguenti:

- ricevimento e stoccaggio di materie prime e prodotti finiti;
- ciclo di lavorazione;
- spedizione prodotti finiti.

Il *lay-out* di Raffineria è riportato in *Allegato 2*. Nello stesso *Allegato* è indicata anche l'ubicazione delle aree nelle quali verranno installati i nuovi impianti ed i nuovi serbatoi di stoccaggio previsti nel progetto.

I principali processi esistenti in Raffineria sono sinteticamente descritti in *Tabella 3.1*.

Nella *Tabella* è inserito come unità aggiuntiva anche il nuovo impianto di *Hydrocracking* integrato nell'esistente unità RHU (*Residue Hydroconversion Unit*); costituiscono parte integrante di tale modifica sia un nuovo impianto idrogeno che un nuovo impianto *Claus* con unità TGTU (*Tail Gas Treatment Unit*) per il recupero dello zolfo.

Tale modifica è stata oggetto di uno studio di impatto ambientale specifico.

Tabella 3.1 **Descrizione dei Principali Processi in Raffineria**

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
Distillazione primaria (CDU)	<p>L'unità di distillazione atmosferica primaria effettua la separazione dei componenti del greggio di partenza in funzione della volatilità e del punto di ebollizione.</p> <p>I principali tagli estratti sono: gas+GPL, Nafta, Kerosene, Gasolio Leggero e Pesante, Residuo Atmosferico.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • preflash per una prima separazione della nafta; • colonna distillazione a pressione quasi atmosferica (ca. 1 ata); • treno di scambio; • forno per il riscaldamento della carica; • stabilizzatrice nafta. 		
Distillazione sottovuoto (VACUUM)	<p>L'unità di distillazione sottovuoto recupera la maggior quantità possibile di distillati dal residuo atmosferico proveniente dalla colonna atmosferica;</p> <p>la distillazione sottovuoto si basa sullo stesso principio della distillazione atmosferica; la separazione dei distillati dal residuo avviene perché l'evaporazione è favorita dalla bassa pressione.</p> <p>La carica è costituita dai residui della distillazione atmosferica (altobollenti).</p> <p>I principali tagli estratti sono: gasoli da vuoto (VGO), e residuo da vuoto, utilizzati come carica per gli impianti di conversione catalitica e termica (RHU e TSTC).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • colonna di distillazione che lavora sotto vuoto; • treno di scambio; • forno per il riscaldamento della carica. 		
Impianto Hydrotreating (HDT)	<p>L' impianto di HDT opera la desolfurazione della benzina.</p> <p>La carica dell'impianto è costituita dalla benzina di prima distillazione ricontattata con i gas del topping più una eventuale carica aggiuntiva di benzina di cracking (C7/140) o eventuale nafta full range da esterno.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione reazione; • sezione di separazione alta pressione; • sezione di separazione bassa pressione; • sezione di stabilizzazione. 		

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>Sezione reazione: la desolforazione avviene in presenza di idrogeno (con formazione di H₂S) in un reattore catalitico dove avviene la reazione esotermica (sviluppo di calore). La carica miscelata con idrogeno viene preriscaldata e portata a temperatura di reazione (320 °C). La nafta viene idrogenata perdendo i doppi legami, e tutti i composti solforati che si convertono in idrogeno solforato.</p> <p>Sezione di separazione ad alta Pressione: i prodotti di reazione vengono inviati dopo raffreddamento nel separatore di alta pressione, dove si ha la separazione della fase liquida da quella gassosa; quest'ultima viene riciclata mediante compressore.</p> <p>Sezione di separazione a bassa Pressione: la fase liquida passa dalla sezione di separazione di alta pressione a quella di bassa pressione, in cui si separa una fase gassosa ricca di H₂S che viene inviata al lavaggio amminico. La fase liquida passa alla sezione di stabilizzazione.</p> <p>Sezione di stabilizzazione: la benzina viene inviata a una stabilizzatrice per estrarre il GPL, successivamente inviato all'impianto di frazionamento GPL (Unità 1300); la benzina, stabilizzata e desolforata, è poi inviata allo stoccaggio o all'unità platforming.</p>			

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
Reforming Catalitico semi-rigenerativo (Platforming)	<p>L'unità di reforming catalitico (Unità 300) è finalizzata alla produzione di benzine ad alto numero di ottano.</p> <p>L'impianto serve per elevare il numero di ottano nelle frazioni più pesanti delle benzine inviate dall'HTD (fino a 98-98,5) per ottenere benzine auto. Tale qualità è raggiunta mediante una reazione endotermica in reattori dove essa è favorita dalla presenza di catalizzatore al platino e dove vi è uno sviluppo di prodotti molto importanti per la Raffineria, come il GPL e l'idrogeno. La carica in ingresso è composta da benzina e da idrogeno di riciclo; poiché lo zolfo, anche se presente in pochi ppm, rappresenta un veleno per il catalizzatore, la carica è preventivamente desolforata nell'impianto di desolforazione benzine (HDT).</p> <p>Sezione reazione: l'impianto è costituito da 3 reattori in serie a letto fisso (Reforming semi-rigenerativo) e la rigenerazione viene effettuata alla fine di ogni ciclo, ciascun reattore è preceduto da un forno che fornisce il calore per le reazioni endotermiche.</p> <p>Sezione di separazione: a valle della sezione di reazione si trova la sezione di separazione, in cui avviene la separazione tra fase liquida e fase gas (gas ricco di H₂ e idrocarburi leggeri), l'idrogeno prodotto viene in parte riciclato e in parte inviato ad altri impianti.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione di reazione /3 reattori; • sezione di separazione / compressore di riciclo; • sezione di stabilizzazione. 		

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>Sezione stabilizzazione: nel processo avviene anche un blando cracking della carica, che porta alla formazione di Fuel gas e GPL, separati in una colonna stabilizzatrice.</p> <p>I prodotti e i sottoprodotti sono costituiti da: benzina riformata, idrogeno, GPL e Fuel Gas.</p>			
Isomerizzazione Catalitica TIP	<p>Scopo del processo di isomerizzazione catalitica (Unità 2400) è l'incremento del numero di ottano della benzina leggera attraverso la conversione degli idrocarburi leggeri a catena lineare in isomeri a catena ramificata, a più alto numero di ottano.</p> <p>La sezione TIP (Unità 2400) rappresenta l'integrazione di due processi: la tecnologia "HISOMER" della SHELL, per l'isomerizzazione di idrocarburi (composti ad alto numero di ottano) e la tecnologia "ISOSIV" della UNION CARBIDE, per la separazione tramite assorbimento tra i-paraffine e n-paraffine.</p> <p>Si distinguono le seguenti 4 sezioni:</p> <p>Sezione di reazione: in cui avvengono reazioni di isomerizzazione, debolmente esotermiche, in un reattore catalitico con catalizzatore a base di platino.</p> <p>Sezione di separazione: in cui si separano fase gas e fase liquida.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione di reazione / reattore di isomerizzazione; • sezione di separazione; • sezione di adsorbimento / n°4 adsorbitori • sezione di stabilizzazione 		

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive											
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive										
	<p>Sezione di adsorbimento: costituita da 4 adsorbitori contenenti setacci molecolari per la separazione delle n-paraffine dalle i-paraffine. Ciascun adsorbitore lavora automaticamente ripetendo un ciclo, costituito dai seguenti 4 steps:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>STEP</th> <th>FASE</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A 1</td> <td>1a fase adsorbimento</td> </tr> <tr> <td>A 2</td> <td>2a fase adsorbimento</td> </tr> <tr> <td>D 1</td> <td>1a fase desorbimento</td> </tr> <tr> <td>D 2</td> <td>2a fase desorbimento</td> </tr> </tbody> </table> <p>Sezione di stabilizzazione: la carica liquida viene raffreddata e stabilizzata mediante separazione del GPL. Il fondo colonna, costituente l'isomero stabilizzato, viene raffreddato e inviato a stoccaggio.</p>	STEP	FASE	A 1	1a fase adsorbimento	A 2	2a fase adsorbimento	D 1	1a fase desorbimento	D 2	2a fase desorbimento			
STEP	FASE													
A 1	1a fase adsorbimento													
A 2	2a fase adsorbimento													
D 1	1a fase desorbimento													
D 2	2a fase desorbimento													
Desolforazione Catalitica (HDS1, HDS2)	<p>Le unità di desolforazione catalitica permettono di rimuovere dai prodotti (gasoli, kerosene) i composti solforati.</p> <p>Il processo HDS è di tipo catalitico a letto fisso in pressione di idrogeno; lo zolfo organico contenuto nella carica reagisce tramite reazione esotermica con l'idrogeno per formare H₂S; le correnti prodotte vengono inviate a una sezione di separazione gas ricco di H₂ (che viene riciclato), a una sezione di separazione gas ricco di H₂S, che va a successivo trattamento, e a una sezione separazione prodotti. Nella reazione avviene anche un blando cracking della carica che porta alla formazione di sottoprodotti, quali</p>	<ul style="list-style-type: none"> • ogni impianto HDS (HDS1, HDS2) è costituito da: preriscaldamento carica e H₂; • sezione di reazione; • sezione di separazione: separazione gas ricco di H₂ (che viene riciclato), sezione di separazione gas ricco di H₂S (successivamente trattato); • sezione separazione prodotti. 												

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>Fuel Gas e Nafta; l'H₂S formato è separato dal gas di riciclo mediante un lavaggio amminico (HDS2).</p> <p>La desolforazione è tanto più spinta quanto maggiore è la temperatura di esercizio (variabile tra 350 e 410 °C, in un range di pressione indicativamente compresa tra 35-40 kg/cm²).</p> <p>I prodotti in uscita sono gasolio desolforato, gas combustibile, kerosene e benzina.</p>			
Impianto di Thermal Cracking (TSTC)	<p>Il TSTC è un impianto di conversione termica dei residui di distillazione atmosferica o dei residui di vuoto ed è costituito essenzialmente dal "Blocco A", suddiviso nelle seguenti quattro sezioni principali:</p> <p>visbreaking; colonna sotto vuoto; thermal Cracking; colonna di frazionamento.</p> <p>La carica del TSTC è costituita da residui e distillati pesanti da vacuum e residuo RHU.</p> <p>Da questa lavorazione si producono:</p> <p>Fuel Gas e H₂S; GPL; Benzine; Gasolio; Thermal Tar; Visbroken Residue.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • visbreaking; • colonna sotto vuoto; • thermal Cracking; • colonna di frazionamento. 		

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>Il gpl e le benzine sono trattati in impianti di eliminazione di composti solforati complessi, mentre i gasoli sono inviati alle desolforazioni HDS1/2.</p>			
<p>Impianto di Riconversione Residui (RHU)</p> <p>Impianto Hydrocracking (HCR) – Configurazione di Progetto</p>	<p>Impianto dove avviene la conversione di un residuo di provenienza dal fondo del flash vacuum in prodotti pregiati desolforati leggeri, medi pesanti e oli combustibili. In questa unità sono presenti 4 sezioni:</p> <p>Sezione di reazione: il residuo in carica all'unità viene preriscaldato e miscelato con una corrente di idrogeno e successivamente mandato in carica ai reattori operanti mediamente a 185 kg/cm² e 400 °C. Le reazioni che avvengono sezione sono: demetallizzazione e desolforazione.</p> <p>Sezione separazione: l'effluente proveniente dalla sezione di reazione subisce una serie di raffreddamenti e separazioni delle fasi in due gruppi distinti di separatori: separatori caldi e separatori freddi.</p> <p>Sezione di distillazione: le fasi liquide provenienti dai separatori caldo e freddo di bassa pressione vengono inviate in carica alla sezione di distillazione atmosferica dove si effettua la separazione per distillazione degli idrocarburi che sono stati crackizzati (scissi) nella sezione di reazione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione reazione; • sezione separazione; • sezione distillazione atmosferica; • sezione distillazione da vuoto. 	<p>La configurazione prevede la realizzazione di un impianto Hydrocracking (HCR) da integrare con l'esistente impianto di Riconversione Residui (RHU).</p> <p>Nel nuovo impianto integrato (RHU+HCR), oltre alle sezioni RHU attualmente presenti, entreranno in esercizio le seguenti sezioni dell'impianto HCR:</p> <p>Sezione di reazione (sarà utilizzato il 5° reattore esistente dell'RHU):</p> <p>La sezione di reazione HCR contiene il reattore di hydrocracking in un circuito ad alta pressione. Il reattore, al 95% di conversione globale, rimuove lo zolfo, l'azoto (meno di 1 ppm) e riduce il contenuto di aromatici (fino al 6 % in peso).</p>	<p>HCR:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sezione di reazione (sarà utilizzato il 5° reattore esistente dell'RHU); • Sezione di separazione dell'effluente reattore; • Sezione di distillazione; • Sezione di compressione idrogeno; • Colonna stabilizzatrice delle benzine.

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>I tagli della colonna sono:</p> <p>fuel gas; nafta; kerosene; gasolio.</p> <p>Sezione distillazione da vuoto: il residuo del fondo colonna atmosferica entra nella sezione distillazione sotto vuoto, dove viene spinta al massimo l'estrazione degli idrocarburi più pregiati. La distillazione viene effettuata in condizioni di pressione molto bassa (12 mbar).</p> <p>I tagli della colonna sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • frazioni leggere: acqua, H₂S, incondensabili ecc.; • VGO; • residuo. 		<p>Sezione di separazione dell'effluente reattore contiene le apparecchiature necessarie per la separazione dell'effluente del reattore dalla corrente di gas ricca di idrogeno non reagito.</p> <p>Sezione di distillazione separa i prodotti di reazione dell'HCR in: gas acidi, benzine non stabilizzate, diesel e gasolio da vuoto che viene riciclato in alimentazione al reattore.</p> <p>Sezione di compressione idrogeno è costituita da 4 treni di compressione identici, di 3 stadi di compressione ciascuno: tre treni di compressione sono esistenti, il quarto sarà aggiunto. Le correnti di gas compresso uscenti dai treni di compressione sono riunite e alimentate ai reattori HCR e RHU.</p> <p>Colonna stabilizzatrice delle benzine rimuove il GPL dalla corrente di alimentazione, costituita dalla nafta proveniente dalle sezioni HCR e RHU.</p>	

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
Impianti Produzione Idrogeno	<p>Questi impianti producono l'idrogeno necessario alle attività di Raffineria, partendo da una miscela di fuel gas di Raffineria e GPL. L'idrogeno prodotto ha una purezza del 99,9%.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione di steam reforming; • sezione di conversione dell'ossido di carbonio; • sezione di purificazione dell'idrogeno, mediante assorbimento su setacci molecolari (PSA). 	<p>Si prevede la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di idrogeno, con capacità produttiva di circa 55,000 Nm³/h di idrogeno puro. Oltre all'idrogeno, l'impianto genererà vapore surriscaldato ad alta pressione.</p> <p>L'impianto sarà suddiviso nelle seguenti sezioni principali:</p> <p>Sezione di desolforazione gas naturale contiene tre reattori: l'Hydrogenator e due Absorber di H₂S. Scopo di questa sezione è l'eliminazione dello zolfo contenuto nell'alimentazione, velenoso per il catalizzatore di reforming.</p> <p>Sezione di reforming i principali componenti della sezione sono il reattore di Prereformer, il forno di Reformer e il Waste Heat Boiler.</p> <p>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.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • sezione di desolforazione gas naturale; • sezione di reforming; • sezione di conversione di CO; • sezione di separazione dell'idrogeno.

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
			<p>Sezione di conversione di CO Converte CO in CO₂, dalla reazione con H₂O, generando idrogeno. La reazione è di tipo esotermico.</p> <p>Sezione di separazione dell'idrogeno separa l'idrogeno contenuto nel gas di processo, per raggiungere la purezza richiesta.</p>	
Impianti di Trattamento Prodotti Leggeri (gas, GPL e benzine):	<p>I prodotti leggeri (gas, GPL e benzine) provenienti dagli impianti principali vengono trattati allo scopo di eliminare i composti solforati e successivamente frazionati nei vari prodotti finali. Il GPL viene inoltre frazionato per l'estrazione di prodotti finiti o semilavorati. Gli impianti finalizzati a tale scopo esistenti in Raffineria sono i seguenti:</p> <p>LPG desolfurazione e frazionamento GPL; Merox benzine c5-c6; lavaggi amminici.</p> <p>L'impianto LPG effettua, in apposita colonna, il lavaggio del GPL in controcorrente con ammina, per l'assorbimento dell'idrogeno solforato, e il successivo trattamento con soda caustica per estrarne i mercaptani (composti solforati).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • desolfurazione e frazionamento GPL; • Merox benzine c5-c6; • lavaggi amminici. 		

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>L'impianto Merox benzine provvede alla trasformazione dei mercaptani contenuti nelle benzine in disolfuri, mediante gorgogliamento in soluzione di soda caustica, e alla rimozione dell'idrogeno solforato per lavaggio in controcorrente con una soluzione sodica concentrata mista ad un catalizzatore; la carica è costituita dalla benzina leggera proveniente dal cracking catalitico.</p> <p>I lavaggi amminici, effettuati mediante due impianti, hanno lo scopo di eliminare l'H₂S dal fuel gas di Raffineria.</p>			
Altri impianti ancillari	<p>Claus- Scot: gli impianti claus-scot completano idealmente il processo di "eliminazione" dello zolfo dai prodotti/flussi di Raffineria, consentendo di trasformare l'H₂S proveniente dalle colonne di rigenerazione delle ammine (utilizzate nei lavaggi amminici di gas e GPL) e dagli Impianti SWS in zolfo allo stato liquido.</p> <p>Il processo di recupero dello zolfo, può essere suddiviso nei seguenti 2 complessi impiantistici:</p> <p>impianti CLAUS (U2000/2100 2700); impianto SCOT, posto in coda ai Claus.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Claus-Scot; • Suor Water Stripper; • Impianto di Distillazione a Osmosi Inversa; • Impianto di Desalinizzazione a Resine Cationiche. 	<p>Si prevede la realizzazione di un impianto Claus e di un impianto TGT (Tail Gas Treatment Unit) con l'obiettivo di trattare H₂S e NH₃ provenienti dagli impianti in cui avvengono le reazioni di desolforazione.</p> <p>Nell'impianto saranno inserite le seguenti sezioni principali:</p> <p>Sezione Claus Recupera lo zolfo mediante il trattamento del gas acido proveniente da impianto rigenerazione ammina e da impianti SWS</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sezione Claus; • Sezione TGT; • Sezione di combustione; • Sezione di degasaggio.

Processo	Configurazione Attuale		Configurazione Unità aggiuntive	
	Descrizione Unità	Sezioni e/o Apparecchiature Principali	Descrizione Unità Aggiuntive	Sezioni e/o Apparecchiature Principali delle Unità Aggiuntive
	<p>Sour Water Stripper: in Raffineria sono attivi 2 particolari impianti di trattamento acque, denominati sour water stripper (SWS 2 e SWS 3), aventi il compito di eliminare (strippare) l'idrogeno solforato e l'ammoniaca da quelle acque di processo che, essendo particolarmente "acide", non possono essere inviate direttamente all'impianto di depurazione. Il processo di strippaggio prevede che la carica d'acqua sia attraversata in controcorrente da vapore, in modo da estrarre una buona parte di H₂S e NH₃. Il vapore utilizzato nel processo viene quasi interamente condensato, mentre la parte non condensata (che contiene la maggioranza delle sostanze inquinate rimosse) viene inviata agli impianti di recupero zolfo (SRU 2 e SRU 3).</p> <p>Impianto a osmosi inversa dell'acqua di mare della capacità complessiva di circa 200 t/h.</p> <p>Impianto di desalinizzazione a resine cationiche dell'acqua emunta dalla prima falda.</p>		<p>Sezione TGT Tratta il gas di coda proveniente sia dal nuovo Claus che dalle unità Claus esistenti (2000 o 2001)</p> <p>Sezione di combustione tratta il gas di coda della sezione claus e l'off-gas della sezione TGT. Il flusso gassoso in uscita è inviato al camino. Il sistema prevede il recupero di calore per la produzione di vapore.</p> <p>Sezione di degasaggio Dove avviene la riduzione del tenore dell'H₂S contenuto, per portarlo a un contenuto inferiore a 10 ppm.</p>	

Oltre agli impianti riportati nella precedente *Tabella 3.1* ed agli impianti energetici e di trattamento acque descritti in dettaglio nei paragrafi seguenti, all'interno della Raffineria sono presenti numerosi impianti di servizio e movimentazione prodotti, di cui nel seguente elenco si riportano i principali.

- *Parco Serbatoi*: comprendente 135 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburici, per una capacità complessiva pari a 2.096.066 m³;
- *Area Blending*: nell'area *Blending* si raccolgono tutti i prodotti della Raffineria che, opportunamente selezionati e controllati, sono poi avviati a spedizione;
- *Strutture per la Movimentazione dei Prodotti*: i principali sono un campo boe ubicato nel Mar Grande su fondali profondi, per l'ormeggio di petroliere fino a 250.000 tonnellate, e un pontile della lunghezza di 1.000 metri con 4 ormeggi per navi fino a 34.000 tonnellate.
- *Sistema Antincendio*: la Raffineria rientra nel campo d'applicazione del D.Lgs. 334/99 (Normativa sui rischi d'incidente rilevante), e dispone del Servizio Prevenzione e Protezione Antincendio. Il sistema antincendio di Raffineria è composto da:
 - una rete fissa di distribuzione acqua antincendio, con sviluppo totale di 20 km di tubazione e colonnine-idranti, che copre l'intero sviluppo delle strade interne di Raffineria e del Pontile;
 - pompe acqua antincendio a girante sommersa da 800 m³/h ciascuna, installate su una piattaforma ad Ovest del Pontile Petroli, che mandano l'acqua aspirata dal mare alle reti antincendio della Raffineria e del Pontile stesso;
 - depositi fissi di materiale antincendio, dislocati lungo le reti di distribuzione dell'acqua antincendio in prossimità d'idranti e in posizioni strategiche, protetti da appositi cassonetti sigillati e a rapida apertura;
 - naspi con manichette di vapore installati negli impianti di processo, TSTC, RHU, Servizi Ausiliari, Parco Sfere GPL e caricamento, utilizzati per lo spegnimento di fuochi di modeste dimensioni;
 - depositi di liquido schiumogeno in Raffineria e lungo il Pontile;
 - parco antincendio, sede dei pompieri di Raffineria, che comprende i locali contenenti i materiali, gli equipaggiamenti antinfortunistici e i mezzi antincendio.
- *Laboratorio Chimico*: in grado di svolgere, mediante apparecchiature tecnicamente idonee, il controllo analitico su campioni d'effluenti liquidi e la valutazione qualitativa dei prodotti finiti e dei semilavorati provenienti dai processi;
- *Centro Elaborazione Dati (CED)*;

- *Infermeria*: funzionante 24 ore su 24, con annessa rimessa per l'autoambulanza;
- *Officine* (in aree Cantieri Ditte Terze): per i lavori di manutenzione e riparazione da parte delle ditte appaltatrici;
- *Magazzini*: per la sistemazione dei materiali ed i ricambi necessari alla manutenzione delle macchine e delle apparecchiature degli impianti;
- *Sale Controllo di Processo e Sala di Controllo della Miscelazione Componenti* mediante il sistema miscelazione in linea.

3.1.1 *Impianti Energetici*

All'interno dell'area di Raffineria è presente una Centrale Termoelettrica, attualmente di proprietà *Enipower*.

La *CTE* fornisce l'energia necessaria agli impianti di Raffineria, sotto forma di vapore, energia elettrica e aria compressa. Oltre a ciò, all'interno dei propri processi, effettua il recupero delle condense di stabilimento.

In sintesi la *CTE* presente in Raffineria è costituita dai seguenti impianti:

- quattro caldaie ad alta pressione, alimentate a olio combustibile e/o gas di Raffineria, per la produzione di vapore, con una capacità complessiva di circa 280 t/h;
- tre gruppi turbogeneratori di energia elettrica a condensazione e spillamento, per un totale di circa 30 MW;
- un turbogeneratore di energia elettrica a contropressione, di potenza pari a 8 MW;
- un impianto di cogenerazione, costituito da una turbina a gas da 39 MW e da una caldaia a recupero, alimentata con gas di Raffineria, con post-combustione della capacità di 85 t/h di vapore, entrato in funzione nel 1994. Tale impianto, oltre a soddisfare le richieste di energia elettrica degli impianti di Raffineria, consente di esportare una potenza elettrica fino a 20 MW.

La produzione dell'energia elettrica è quindi operata da 5 turbine installate all'interno della *CTE*. La loro potenza e alimentazione è riassunta nella seguente *Tabella 3.2*.

Tabella 3.2 *Caratteristiche delle Turbine della CTE*

Denominazione Turbina	Potenza (MW)	Alimentazione
TG1	10	Vapore
TG2	10	Vapore
TG3	10	Vapore
TG4	8	Vapore
TG5	39	Gas

La produzione e i consumi medi annuali della CTE sono riassunti nella seguente *Tabella 3.3*.

Tabella 3.3 *Produzione e Consumi Medi Annuali della CTE*

Produzione/Consumi	Impianto	Quantità
	Caldaia	169
Consumo di Vapore (t/h)	Distribuzione AP	4
	Distribuzione MP	98
	Distribuzione BP	9
Produzione E.E. (MW)	Gruppo a Vapore	19-26
	Gruppo Turbogas	35-38
Consumo Combustibile (TEP/h di F.O e F.G.)	Caldaie a Vapore	8,35
	Turbogas	9,1
Autoconsumo di E.E. (% su tot. prodotto)	CTE	14

Nota: produzione media su 8.256 ore/anno

Il vapore prodotto dalle quattro caldaie ad alta pressione della CTE, oltre a essere utilizzato nelle turbine TG1-TG4 per la produzione di energia elettrica, è utilizzato nella movimentazione di macchine ausiliarie, nei degasatori e negli impianti di Raffineria, come fluido di processo o come fluido di riscaldamento del grezzo e degli oli combustibili.

All'interno della Raffineria, oltre alle caldaie della CTE di Proprietà *Enipower*, sono presenti numerose caldaie, a combustione o a recupero, che hanno il compito di completare la produzione di vapore non realizzabile da *Enipower*. Tali caldaie possono alimentare le reti vapore di Raffineria a 60, 15 e 3,5 bar, oppure direttamente gli impianti di processo a cui sono abbinati.

L'energia termica necessaria a queste caldaie è prodotta in forni dedicati e presenti nelle diverse sezioni della Raffineria.

I combustibili utilizzati in tutti i forni di Raffineria sono olio combustibile (F.O.), con contenuto massimo dell'1% di zolfo prodotto dalla stessa Raffineria e gas incondensabili (F.G.), con contenuto massimo di zolfo di 100 ppm, provenienti dai processi di produzione.

La *Tabella 3.4* riporta l'elenco completo di tutti i forni presenti negli impianti di Raffineria. Per ognuno di essi sono indicati i combustibili utilizzati, la potenza termica di combustione e il camino a cui vengono convogliati i fumi.

Tabella 3.4 *Caratteristiche dei Forni di Raffineria*

Id Forno	Impianto	Combustibile*	Potenza (MW)	Camino Emissione Fumi
F101 A	CDU	FO/FG	33	E1
F101 B	CDU	FO/FG	33	E1
F201	HDT	FO/FG	17	E1
F301	PLAT	FO/FG	43	E1
F302	PLAT	FO/FG	30	E1
F303	PLAT	FO/FG	8	E1
F304	PLAT	FO/FG	11	E1
F401	HDS1	FO/FG	9	E1
F2402	TIP	FG	2	E7
F5803	Hot oil**	FG	10	E4
F5804	Hot oil**	FG	10	E4
F1401 A	TSTC	FO/FG	25	E2
F1401 B	TSTC	FO/FG	25	E2
F1402 A	TSTC	FO/FG	26	E2
F1402 B	TSTC	FO/FG	26	E2
F1403	TSTC	FO/FG	13	E2
F1601	HDS2	FG	8	E2
F1602	HDS3	FG	9	E2
F2201	Idrogeno	FG	32	E2
F2202	Idrogeno	FG	2	E2
F2501	Idrogeno	FG	40	E2
F2002	Scot	FG	4	E2
F4121	RHU	FG	5	E8
F4140	RHU	FG	7	E8
F4160	RHU	FG	8	E8
9050-H-01	Imp. Pilota (EST)	FG	2	E2
9100-H-01	Imp. Pilota (EST)	FG	3	E2
9100-H-02	Imp. Pilota (EST)	FG	1	E2
9400-H-01A	Imp. Pilota (Idrogeno)	FG+Off Gas	8	E2
9400-H-01B	Imp. Pilota (Idrogeno)	FG+Off Gas	8	E2

(*) FG: fuel gas;
FO: fuel oil;
Off Gas: riciclo gas di scarto;
(**) Il sistema Hot Oil è asservito a diversi impianti di Raffineria.

Il vapore utilizzato presso le varie utenze viene recuperato, come condensa, mediante un'apposita rete di Raffineria, in modo da eliminare il contenuto eventuale di idrocarburi e ricreare le condizioni ottimali per il riutilizzo in caldaia dell'acqua demineralizzata.

3.1.2 *Impianto di Trattamento Acque Reflue (TAE)*

All'interno della Raffineria è presente un impianto di trattamento acque reflue, denominato TAE, che opera il trattamento biologico e chimico-fisico delle acque di processo e degli scarichi oleosi dei cicli di raffinazione, finalizzato a restituire al bacino idrico di destinazione (Mar Grande) acque che rispettino i limiti di legge.

I bacini di afflusso delle acque che confluiscono verso i due scarichi autorizzati e attualmente in uso della Raffineria (scarico A e scarico B) possono considerarsi suddivisi in tre zone distinte, denominate zona A – B – C, riportate schematicamente nella seguente *Figura 3.1*.

La zona A raccoglie e tratta attraverso l'impianto TAE A la totalità delle acque di processo e le acque meteoriche che interessano le aree occupate dagli impianti di Raffineria; la zona B raccoglie e pre-tratta all'impianto TAE B le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi; la zona C raccoglie nell'impianto TAE C le acque meteoriche e le acque di drenaggio dei serbatoi della zona denominata "Valves Box nord".

Tutte le acque derivanti dalle zone B e C sono convogliate al TAE A (impianto di trattamento principale) e da esso trattate prima del convogliamento attraverso lo scarico A nel corpo recettore (Mar Grande).

Lo scarico B è invece interessato solo da acqua meteorica non di prima pioggia.

L'ubicazione degli scarichi di Raffineria è riportata nella *Figura 3.2*.

Figura 3.1 *Zone di Pertinenza degli Impianti di Trattamento*

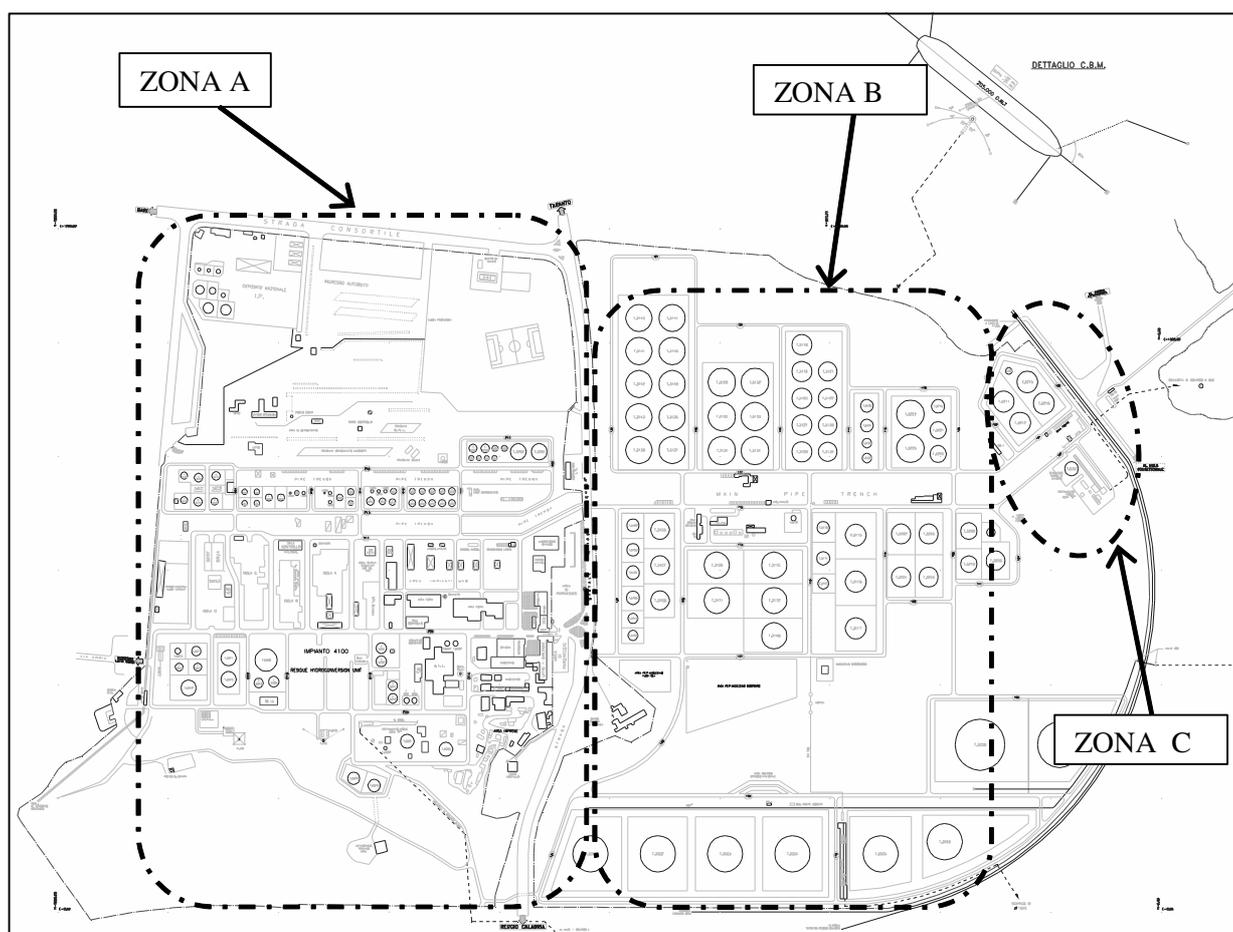
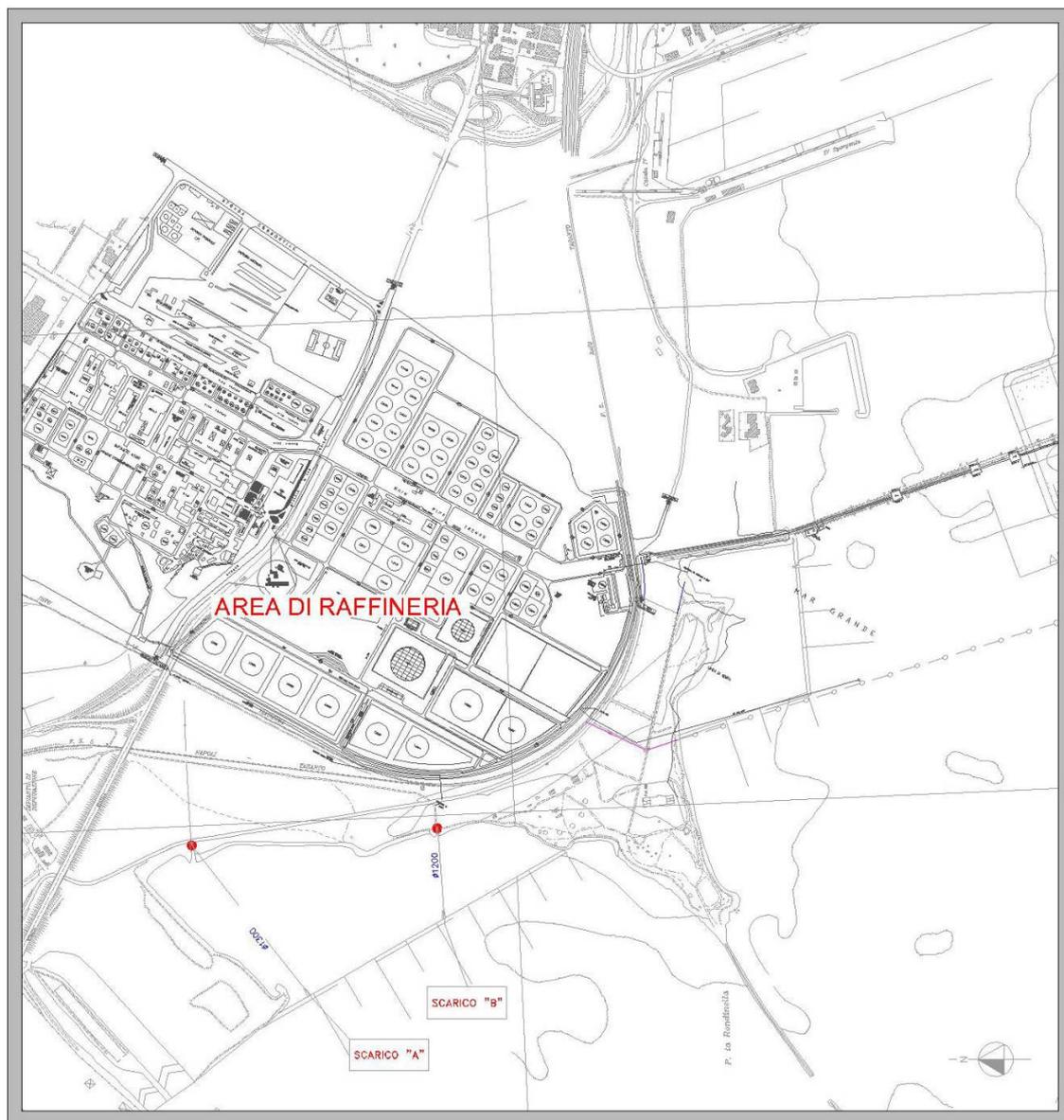


Figura 3.2 Ubicazione degli Scarichi di Raffineria



L'unità TAE A è stata recentemente modificata con l'inserimento di una sezione di desolfurazione per l'abbattimento dei solfuri nei reflui da *Desalter* e *Sour Water Stripper*, di una sezione di trattamento biologico su biofiltri per la depurazione biologica delle acque reflue di processo e di una sezione di ispessimento e disidratazione dei fanghi, prodotti principalmente dal processo biologico.

Nel suo complesso l'impianto di trattamento delle acque effluenti (TAE) è composto dalle seguenti sezioni principali:

- sezione di desolfurazione;
- sezione di sollevamento e accumulo;
- sezione dei trattamenti primari;
- sezione di biofiltrazione;
- sezione fanghi.

Progetto "Water Reuse"

La Raffineria di Taranto ha ultimato nel luglio 2006 la realizzazione del progetto denominato "Water Reuse" (attualmente in fase di messa a regime), approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 02/09/04.

Con questo progetto è stata realizzata una sezione di ultrafiltrazione che fa uso di una membrana capace di bloccare tutte le particelle di taglia superiore a 0,01 µm (batteri, virus, protozoi, alghe e grosse molecole organiche), e una sezione di dissalazione ad osmosi inversa che permetterà il riutilizzo delle acque reflue provenienti dalla sezione di biofiltrazione dell'impianto TAE e delle acque reflue provenienti dalla bonifica della falda superficiale sottostante la Raffineria. Tale progetto permetterà di conseguenza di minimizzare i prelievi idrici per le acque di pozzo.

L'impianto avrà una capacità di trattamento pari a 550 m³/h.

Il progetto è nato dalla necessità di trattare le acque provenienti dagli sbarramenti idraulici attuati per la bonifica dell'acqua di falda superficiale sottostante la Raffineria di Taranto, conformemente a quanto indicato nel Progetto Definitivo di Bonifica elaborato sulle risultanze della caratterizzazione ambientale realizzata dalla Raffineria.

In fase di progettazione, ENI R&M ha deciso di sovradimensionare gli impianti di questo progetto in modo da poter rendere possibili maggiori ricicli di acqua all'interno della Raffineria, per ridurre i prelievi e gli scarichi idrici delle acque di processo. Tale scelta è stata effettuata nell'ottica di diminuire la pressione sull'ambiente idrico in prospettiva dei nuovi interventi previsti in Raffineria, tra i quali rientra il progetto di inserimento di una sezione *Hydrocracking* nell'impianto RHU, oggetto della presente Relazione Ambientale.

Tra gli obiettivi dell'impianto "Water Reuse", figura quindi oltre al trattamento delle acque di falda, anche quello di massimizzare il recupero delle acque effluenti dai diversi processi produttivi e delle acque meteoriche, con la produzione di acqua dissalata da destinare agli utilizzi interni del sito (produzione acqua demineralizzata per la centrale elettrica *Enipower*, lavaggi, irrigazione delle aree verdi, reintegro rete antincendio e altri servizi).

Con la realizzazione di questo progetto la Raffineria riduce sia i prelievi che gli scarichi idrici, minimizzando da un lato il prelievo di acqua da pozzo e di acqua demi da ILVA, e riducendo sensibilmente dall'altro lo scarico a mare delle acque di processo.

In sintesi, con la realizzazione del nuovo impianto, il trattamento delle acque di Raffineria, è composto dalle seguenti fasi:

- recupero delle acque di falda, inviate al trattamento c/o il chimico-fisico del TAE A (a monte della esistente disoleazione per flottazione);
- accumulo e omogeneizzazione con ripresa delle acque effluenti dal trattamento biologico del TAE A;
- pretrattamento del refluo con membrane di ultrafiltrazione;
- processo di dissalazione mediante osmosi inversa;
- trattamento di filtrazione su carboni attivi del rigetto dall'osmosi inversa prima dello scarico a mare;
- trattamento di decantazione del rigetto dell'ultrafiltrazione per la separazione e ispessimento dei fanghi che saranno avviati alla sezione di disidratazione fanghi. Le acque chiarificate saranno invece rinviate in testa all'ultrafiltrazione.

3.2 *BILANCI DI MATERIA E DI ENERGIA*

3.2.1 *Bilancio di Materia*

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 e altri *chemicals*.

La Raffineria è in grado di produrre:

- gas combustibili;
- gas liquefatti (propano, butano);
- benzina auto senza piombo;
- petroli per turboreattori, per riscaldamento domestico e agricoltura;
- gasolio per autotrazione, agricoltura e riscaldamento domestico;
- gasoli per motori marini; oli combustibili fluidi e densi per ogni impiego;
- bitumi e zolfo puro.

Le quantità di materie prime in ingresso alla Raffineria negli anni 2001 - 2005 sono riportate in *Tabella 3.5*.

Tabella 3.5 *Materie Prime in Ingresso in Raffineria (Periodo 2001-2005)*

Materie Prime	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Carica Impianti</i>					
Grezzi	3.628	3.090	3.724	4.502	4.780
Semilavorati a lavorazione	1.067	1.385	981	958	1.203
Totale materie in lavorazione	4.695	4.475	4.705	5.460	5.983
<i>A Blending</i>					
Semilavorati a miscelazione	197	361	309	406	311
Totale materie prime	4.893	4.836	5.014	5.866	6.294
<i>dati espressi in kton</i>					
<i>fonte: PERF - Bilancio di Raffineria</i>					

La successiva *Tabella 3.6* riassume le quantità di prodotti in uscita dalla Raffineria negli anni 2001 - 2005.

Tabella 3.6 *Prodotti Finiti in Uscita dalla Raffineria (Periodo 2001-2005)*

Prodotti Finiti	2001	2002	2003	2004	2005
GPL	118	117	121	148	108
Virgin Nafta	83	132	206	208	298
Benzine	1.072	1.095	934	1.185	938
di cui: Benzina 10 ppm S	0,0	0,0	0,0	16,41	9
Petroli e Jet fuel	53	56	56	48	66
Gasoli	1.813	1.625	1.668	1.974	2.167
di cui: Gasolio 10 ppm S	0	27	232	389	451
Gasolio Autotrazione	1.568	1.422	1.316	1.481	1.594
Gasolio Bunker	103	109	26	33	33
Gasolio Riscaldamento	143	67	93	71	89
Olio combustibile	916	931	1.039	1.288	1.572
di cui: Olio combustibile ATZ	1	197	375	664	762
Olio combustibile MTZ	399	274	55	42	0
Olio combustibile BTZ	348	302	405	387	524
Olio combustibile Bunker	106	100	148	149	230
Fuel Oil a CTE	62	57	55	46	56
Fuel Gas a CTE	90	94	78	72	84
Bitumi	199	178	218	336	313
Gasolio pesante da Vacuum e altri	187	257	335	208	237
Zolfo	56	56	59	68	80
TOTALE PRODOTTI	4.587	4.542	4.713	5.535	5.864
<i>dati espressi in kton</i>					
<i>fonte: PERF - Bilancio di Raffineria</i>					

Come già indicato, si sottolinea che la Raffineria ha ottenuto a partire dal 01/01/05 l'autorizzazione dalla Regione Puglia all'incremento di capacità di lavorazione fino a un quantitativo massimo pari a 6,5 milioni di t/a.

3.2.2 *Bilancio Energetico*

Nella *Tabella 3.7* viene sintetizzato il bilancio energetico di Raffineria negli anni (2001-2005).

Tabella 3.7 *Bilancio Energetico (Anni 2001-2005)*

Consumi/produzioni energia elettrica	2001	2002	2003	2004	2005
Energia Elettrica Importata da CTE (MWh)	180.820	150.317	230.911	270.207	301.077
Energia Elettrica Importata da Rete Elettrica Nazionale (MWh)	84.616	112.393	17.127	0	0
Totale Energia Elettrica consumata (MWh)	265.436	262.710	248.038	270.207	301.077
Consumo di Fuel Gas (t)	171.487	169.601	197.423	217.327	254.900
Consumo di Fuel Oil (t)	109.007	96.214	71.439	77.136	71.100

3.3 *SISTEMA DI MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO*

3.3.1 *Approvvigionamento Materie Prime*

Si riporta qui di seguito una sintetica descrizione delle modalità di approvvigionamento delle principali materie prime impiegate in Raffineria.

Greggio

La Raffineria riceve il greggio attraverso:

- Oleodotto Monte Alpi – Taranto (OMAT), da 20 pollici di diametro e lunghezza pari a 137 km, che permette il trasferimento del greggio stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi ubicato in località Viggiano (PZ) alla Raffineria.
- Oleodotto sottomarino (*Sea – line*) di Raffineria, da 34 pollici di diametro e lunghezza di 3,6 km, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe al Parco serbatoi di deposito.
- Pensiline di scarica greggio nazionale (Tempa Rossa e Montealpi).

Nel ciclo di raffinazione sono impiegate altri materiali come di seguito descritto.

Catalizzatori

I catalizzatori sono impiegati principalmente nelle aree di impianto denominate *SOI I*, e *SOI III*. In particolare sono utilizzati per:

- processi di desolforazione (di benzine, gasoli e/o kerosene);
- processi di demetallizzazione e conversione residui (impianto RHU e TSTC);
- reazioni/conversioni (impianti di Isomerizzazione e *Reforming*);
- processi di separazione (setacci molecolari).

Chemicals

I *chemicals* necessari al corretto funzionamento degli impianti di processo della Raffineria (sostanze chimiche, filmanti, anticorrosivi, emulsionanti) sono in genere forniti e gestiti direttamente da Ditte Terze specializzate.

In alternativa, forniture specifiche sono curate dal personale di impianto e sono in parte stoccate nei magazzini di Raffineria.

In impianto, pertanto, è possibile riscontrare stoccaggi ridotti di *chemicals* in:

- *Bulk* metallici e plastici, localizzati in aree pavimentate e cordolate presso le apparecchiature/reattori interessati;
- Serbatoi (di materie plastiche), dotati di vasche di contenimento.

Si sottolinea che, in caso di rottura dei *bulk*, le aree pavimentate e cordolate sono in grado di:

- contenere l'intera quantità di prodotto stoccato (se all'interno dell'area è stoccato un unico *bulk*);
- contenere l'intera quantità di prodotto stoccato nel *bulk* di dimensioni maggiori (se all'interno dell'area è stoccato più di un *bulk*).

La Raffineria, inoltre, per maggior sicurezza ha effettuato la graduale sostituzione dei *bulk* esistenti con *bulk* dotati di doppio fondo di contenimento.

3.3.2

Trasporto Prodotti Finiti e Materie Prime

La Raffineria è in grado di produrre:

- gas combustibili;
- gas liquefatti (propano, butano);
- benzina auto senza piombo;
- petroli per turboreattori, per riscaldamento domestico e agricoltura;
- gasolio per autotrazione, agricoltura e riscaldamento domestico;
- gasoli per motori marini; oli combustibili fluidi e densi per ogni impiego;
- bitumi e zolfo puro.

La movimentazione dei prodotti finiti e delle materie prime in Raffineria avviene mediante l'uso di infrastrutture via mare e via terra.

Infrastrutture per la Movimentazione Via Mare

Nel dettaglio, il sistema attivato per il trasporto dei prodotti e delle materie prime via mare consiste di:

- *Pontile* per lo scarico e il carico di prodotti e semilavorati petroliferi;
- *Campo Boe*, ubicato nel Mar Grande, per lo scarico del greggio dalle petroliere.

Pontile

Il Pontile si estende per una lunghezza di 1 km ed è dotato di due ormeggi per navi fino a 18.000 tonnellate di portata lorda (attracchi 1 – 2) e di due ormeggi dotati di un sistema elettronico ausiliario, per navi fino a 60.000 tonnellate (attracchi 3 – 4). L'impianto di carico/scarico è dotato di attrezzature che consentono di caricare e/o scaricare 4 navi contemporaneamente.

Il Pontile è collegato con i serbatoi di Raffineria tramite 13 tubazioni.

Campo Boe

Parte del greggio arriva in Raffineria attraverso il Campo Boe posizionato nel Mar Grande, che viene utilizzato per l'attracco di petroliere ad elevato tonnellaggio VLCC (*Very Large Crude Carrier*, fino a 250.000 tonnellate).

Il Campo Boe consiste di 5 boe di ormeggio, dotate di corpo morto, ancorate sul fondo del mare, e di un sistema di aggancio cavi della nave alle boe con sgancio rapido in caso di situazioni anomale. L'ormeggio al Campo Boe è consentito solo durante le ore diurne, mentre il disormeggio è consentito nell'arco delle 24 ore.

Il Campo Boe è collegato al parco serbatoi di greggio tramite un oleodotto sottomarino (*Sea-line*), posizionato in trincea sul fondo del mare per una lunghezza di circa 3,6 km e diametro di 34 pollici.

Infrastrutture per la Movimentazione Via Terra

Il sistema attivato per il trasporto dei prodotti e delle materie prime via terra consiste di:

- *Terminali di Oleodotti/Gasdotti*;
- *Pensiline di Carico/Scarico di Autobotti (ATB)*;
- *Parco Serbatoi*.

Terminali di Oleodotti/Gasdotti

Sono presenti in Raffineria i seguenti terminali di oleodotti/gasdotti:

- *Oleodotto Monte Alpi–Taranto (OMAT)*: oleodotto di lunghezza 137 km e diametro di 20 pollici, che permette il trasferimento di greggio stabilizzato dal centro Olio di Monte Alpi in località Viggiano (PZ) alla Raffineria.
- *Oleodotto sottomarino (Sea – line) di Raffineria*: oleodotto di lunghezza 3,6 km e diametro di 34 pollici, per il trasferimento del greggio dal Campo Boe al Parco serbatoi di deposito. L'oleodotto sottomarino è anche usato per il trasferimento, su nave petroliera, del grezzo Tempa Rossa.
- *Oleodotto Olio Combustibile verso ILVA*: sistema di collegamento fra ENI R&M e lo stabilimento ILVA per il trasferimento dell'Olio combustibile denso, attraverso una tubazione con diametro di 14 pollici.
- *Oleodotti di collegamento allo Stabilimento GPL ENI Div. R&M*: linee con tubazioni dal diametro di 6 pollici, dedicate al trasferimento di butano e propano alle sfere presenti nello Stabilimento GPL.

Pensiline

Il trasferimento di prodotti finiti e materie prime in Raffineria è inoltre assicurato mediante apposite pensiline dedicate al carico/scarico di autobotti (ATB), come indicato nel seguito:

- pensiline di carico *Area Rete* (benzina e gasolio);
- pensiline di carico *Area Extrarete* (bitume e gasolio e olio combustibile);
- pensiline di carico Zolfo in *Area SOI 3*;
- pensiline carico GPL;
- pensiline di scarico autobotti (ATB) di greggio in *Area SOI 4*.

Parco Serbatoi

Il Parco Serbatoi di Raffineria ha lo scopo di:

- assicurare la carica necessaria agli impianti del greggio e dei sottoprodotti previsti nei singoli *step* di processo;
- assicurare la ricezione di parte dei prodotti semilavorati derivanti dagli impianti;
- miscelare i semilavorati della Raffineria per ottenere prodotti finiti, secondo le specifiche commerciali richieste.

La Raffineria è dotata di un parco serbatoi comprendente 135 serbatoi fuori terra utilizzati per lo stoccaggio di prodotti idrocarburi, per una capacità complessiva di circa 2.096.066 m³.

I serbatoi di stoccaggio sono differenziati in funzione delle tipologie di prodotti e materie prime contenute. In particolare, è possibile distinguere cinque tipologie di stoccaggio:

- Serbatoi atmosferici:
 - Serbatoi di categoria A, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità inferiore a 21°C (ad es. Grezzi, Benzine, MTBE, Slops, ecc.);
 - Serbatoi di categoria B, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità compreso tra 21 e 65°C (ad es. Petroli, Slops, ecc.);
 - Serbatoi di categoria C, destinati allo stoccaggio di prodotti con punto di infiammabilità superiore a 65°C (ad es. Gasoli, Oli Combustibili, Oli Lubrificanti, Bitumi, ecc.);
- Serbatoi destinati allo stoccaggio di GPL (sfere e tumulati);
- Serbatoi interrati a doppia camicia in area caricamento rete.

Tutti i serbatoi sono dotati di dispositivi antincendio e, come previsto dalla normativa vigente, la Raffineria è attrezzata per conservare scorte obbligatorie di prodotti finiti sufficiente per 90 giorni di produzione. I serbatoi a tetto fisso deputati allo stoccaggio dei prodotti pesanti ad alta viscosità, quali bitumi e oli combustibili, sono inoltre coibentati e dotati di impianto di riscaldamento con vapore e/o olio diatermico.

3.4 *USO DI RISORSE*

3.4.1 *Acqua*

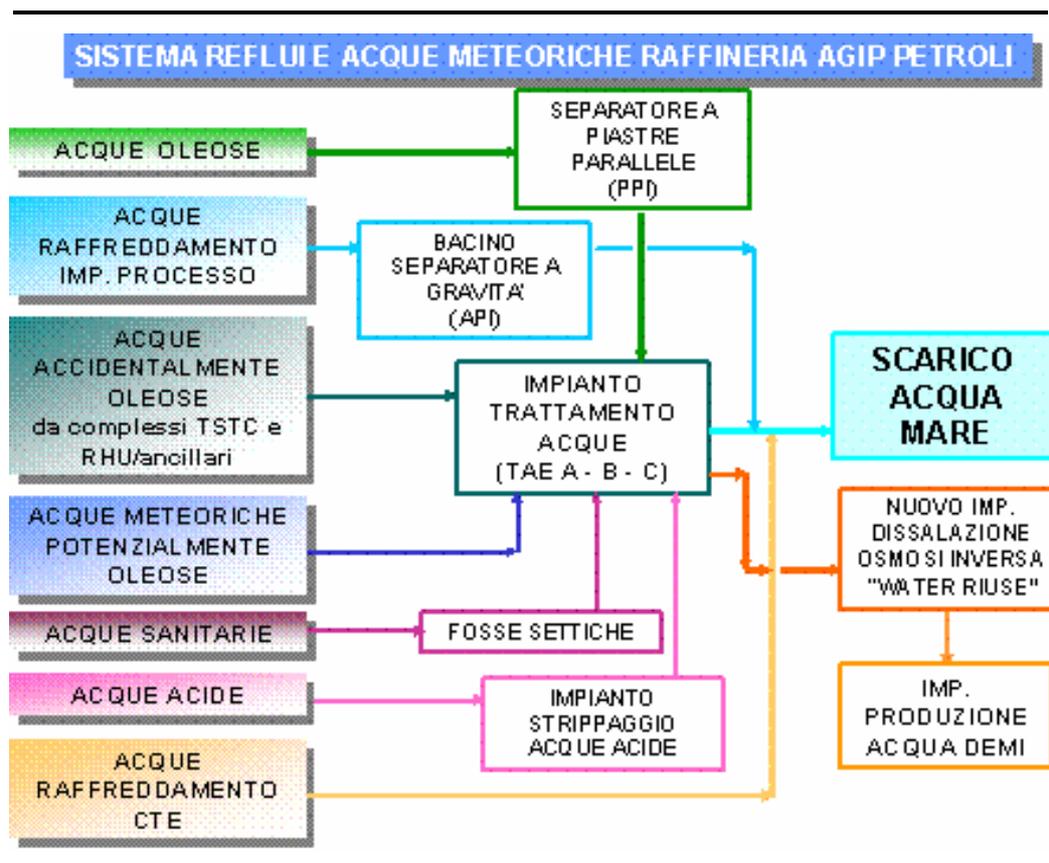
I fabbisogni idrici di Raffineria si riferiscono a:

- acqua degasata da utilizzare come acqua di processo;
- acqua demineralizzata per il rintegro delle perdite di vapore di processo;
- acqua di mare di raffreddamento;
- acqua per lavaggi , servizi igienici , antiincendio e irrigazione.

I consumi di acqua dolce (degasata e demineralizzata e potabile) si aggirano nelle condizioni attuali attorno a 220 t/h per la sola raffineria.

Nella seguente *Figura 3.3* si riporta uno schema del sistema acque reflue e meteoriche di Raffineria.

Figure 3.3 Sistema Acque Reflue e Meteoriche di Raffineria



L'approvvigionamento e l'utilizzo della risorsa idrica in Raffineria avviene secondo le seguenti modalità:

- *acqua potabile*: prelievo dall'Acquedotto per usi igienico-sanitari;
- *acqua di mare*: prelievo dal Mar Grande mediante pompe sommerse per utilizzo come *acqua antincendio* alle reti antincendio di Raffineria e come *acqua di raffreddamento e di processo* per gli Impianti; il servizio di gestione delle prese di captazione è effettuato dalla Raffineria, mentre il servizio di distribuzione di acqua di mare alla Raffineria è effettuato da EniPower. EniPower utilizza, inoltre, parte di tale acqua di mare per il raffreddamento dei propri impianti e di propri condensatori. Una frazione di acqua di mare viene utilizzata per la produzione di *acqua demineralizzata* impiegata negli impianti di processo, tramite due impianti di dissalazione (integrati da un *impianto di filtrazione a letti misti*) gestiti da EniPower. Parte della produzione di acqua demineralizzata viene anche utilizzata per la produzione di vapore da distribuire alla Raffineria;
- *acqua dai pozzi*: prelievo da 4 pozzi ubicati all'interno della Raffineria di acqua di falda profonda (profondità maggiore di 100 m), per *acqua di processo* e per produzione di *acqua demineralizzata* tramite l'uso sia di impianti a osmosi inversa con capacità complessiva, che di impianti di desalinizzazione a resine cationiche e anioniche, entrambi gestiti da EniPower. Come detto precedentemente il prelievo di acqua di falda profonda sarà minimizzato con la messa a regime dell'impianto "water reuse".

Inoltre, in funzione delle richieste, ulteriore acqua demineralizzata viene approvvigionata dalla società ILVA allo Stabilimento EniPower, che provvede successivamente a ridistribuirla alla Raffineria insieme alla propria produzione.

Nella *Tabella 3.8* sono riportati i dati relativi ai prelievi di acque dolci e salate, aggiornati al 2005. Nella stessa *Tabella* sono indicati i recuperi di acque meteoriche e di drenaggio dei serbatoi.

Tabella 3.8

Prelievi Idrici della Raffineria e Recupero Acque Meteoriche e da Drenaggio Serbatoi (Anni 2001 – 2005). Dati espressi in m³.

Anno	2001	2002	2003	2004	2005
<i>Prelievi</i>					
Acque da mare (*)	67.229.904	82.966.872	66.510.840	67.680.236	82.045.536
Acque da pozzi	589.503	590.000	1.076.039	994.199	892.311
Acqua potabile (da acquedotto)	47.450	90.563	108.067	130.022	120.106
Acqua Demineralizzata da ILVA (**)	305.169	86.912	70.767	119.886	177.376
Totale prelievi	68.172.026	83.734.347	67.765.713	68.924.343	83.235.329
<i>Recupero</i>					
Acque Meteoriche zona A	115.835	160.481	137.468	146.132	111.089
Acque Meteoriche zona B	63.558	88.054	75.427	80.181	60.954
Acque Meteoriche zona C	7.556	10.469	8.968	9.533	7.247
Acqua Drenaggio Serbatoi	9.794	23.686	7.068	11.641	19.033
Totale Recuperi (m³)	196.743	282.690	228.931	247.487	198.323
Totale Prelievi + Recuperi (m³)	68.368.769	84.017.037	67.994.644	69.171.830	83.433.652
<i>Note: Dati espressi in (m³)</i>					
<i>(*) Inclusa centrale Enipower</i>					
<i>(**) Acquisto EniPower per conto della Raffineria</i>					
<i>Fonte: Dichiarazione Ambientale Rapporto Eni Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).</i>					

Nella configurazione attuale i fabbisogni idrici medi orari di Raffineria assunti come riferimento sono pari a 309 m³ per l'acqua di processo e pari a 7.387 m³ per l'acqua di raffreddamento.

Le fonti di approvvigionamento sono le seguenti:

- acqua di processo:
 - acqua mare dissalata: 113 m³/h (per la cui produzione sono necessari 151 m³/h di acqua mare);
 - acqua pozzi : 100 m³/h;
 - recupero condense 96 m³/h;
- acqua di raffreddamento:
 - acqua mare: 7.387 m³/h.

3.4.2

Materie Prime e Altri Materiali

Nella Raffineria ENI R&M di Taranto entrano periodicamente e sono presenti in lavorazione e/o deposito un notevole numero di sostanze che possono

essere genericamente classificate come “materie prime”, intese cioè come componenti fondamentali per la realizzazione delle fasi di processo e l’ottenimento dei prodotti finiti destinati alla commercializzazione.

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 e altri *chemicals*.

3.4.3 *Suolo*

L’area di proprietà dell’ENI S.p.A. Div. R.&M. Raffineria di Taranto ha un’estensione di 270 ettari.

Al fine di minimizzare il rischio di dilavamento di inquinanti in falda, gran parte delle aree di esercizio sono pavimentate e/o delimitate da cordoli di contenimento che convogliano gli eventuali spandimenti alla rete fognaria di Raffineria e, attraverso essa, agli impianti di trattamento acque effluenti (TAE).

Complessivamente su circa 270 ettari di proprietà della Raffineria, di cui 188 interni al muro di cinta dello stabilimento ed effettivamente “occupati”, circa 25 ettari sono pavimentati e, di questi, circa 17 ettari sono occupati dagli impianti. I serbatoi e i loro bacini di contenimento occupano invece circa 54 ettari.

3.5 *INTERFERENZE CON L’AMBIENTE*

3.5.1 *Emissioni in Atmosfera*

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

Emissioni Convogliate

Le emissioni convogliate della Raffineria sono rilasciate in atmosfera attraverso 5 camini, denominate come di seguito specificato:

- E1 camino impianti primari;
- E2 camino impianti *cracking* termico;
- E4 camino impianto *Hot Oil*;
- E7 camino impianto di isomerizzazione benzine (T.I.P.);
- E8 camino impianti idroconversione residui (R.H.U.).

Inoltre la Raffineria di Taranto è dotata di due torce identificate rispettivamente con le sigle E5 ed E6.

Attualmente le emissioni convogliate in atmosfera dalla Raffineria di Taranto sono disciplinate:

- Dal *D.Lgs 152/2006* che abroga e sostituisce il *D.P.R. 203/88* e il *D.M. del 12 luglio 1990*;
- dalla *Legge Regionale della Puglia n. 7 del 22/01/1999*, che disciplina le emissioni nelle aree ad elevato rischio di crisi ambientale e che prescrive un'ulteriore riduzione del 20% dei limiti delle emissioni autorizzate o previste dalla normativa di riferimento (decreti di cui sopra).

La configurazione del sito nel 1989, anno in cui è stata effettuata la richiesta di autorizzazione ai sensi del *D.P.R. 203/88*, prevedeva:

- *Camino E1*, per le emissioni di: unità di distillazione primaria (CDU), impianto *hydrotreating* (HDT), impianto di desolforazione catalitica (HDS1), impianto *platforming* (PLAT);
- *Camino E2*, per le emissioni di: impianto di *thermal cracking* (TSTC), impianto di desolforazione catalitica (HDS2), impianti *claus* (U2000/2100);
- *Camino E3*, per le emissioni di: Centrale termoelettrica (nel 1989 parte integrante della Raffineria, oggi Stabilimento *Enipower* di Taranto);
- *Camino E4*, per le emissioni di: impianto *Hot Oil*.

Per tali camini il *DM 12/07/90* ha definito, in apposita sezione dedicata alle emissioni di inquinanti provenienti dalle raffinerie di oli minerali, i valori limite di emissione per determinati composti inquinanti, considerati per l'intero equilibrio produttivo della Raffineria (il cosiddetto "effetto compensativo").

Tali limiti di riferimento sono stati ripresi dal recente *D.Lgs. 152/06* e per i camini E1, E2, E4, attualmente di proprietà della Raffineria, sono indicati nella seguente *Tabella 3.8*.

Tabella 3.8 *Valori Limite delle Emissioni Gassose ai Sensi del D.M. 12 Luglio 1990 e del D.lgs.152/06 – Camini E1, E2 ed E4*

Parametro	Valore di Riferimento*
SO ₂	1.700 mg/Nm ³
NO _x	500 mg/Nm ³
CO	250 mg/Nm ³
Polveri	80 mg/Nm ³

*O₂ di riferimento: 3%

In accordo a quanto previsto dalla normativa vigente, per l'esercizio di impianti costruiti dopo il 1989 (impianto TIP, che convoglia i fumi di combustione al camino E7, e impianto RHU, che convoglia i fumi di combustione al camino E8), la Regione Puglia e il Ministero dell'Ambiente hanno previsto specifici limiti di riferimento, sintetizzati nella seguente *Tabella 3.9*.

Tabella 3.9 Valori Limite delle Emissioni Gassose ai Sensi delle D.G.R. del 28/12/89 - 28/10/91 e del Parere Min. Amb. del 05/04/93 – Camini E7 ed E8

Parametro	Valore di Riferimento*
SO ₂	35 mg/Nm ³
NO _x	200 mg/Nm ³
Polveri	5 mg/Nm ³

*O₂ di riferimento 3%

Rispetto ai limiti precedentemente riportati, la *Legge Regionale n. 7 del 22/01/1999*, recante la *Disciplina delle Emissioni nelle Aree ad Elevato Rischio di Crisi Ambientale*, prescrive una riduzione del 20% dei limiti alle emissioni autorizzate o previste in normativa di riferimento.

Pertanto i limiti da rispettare delle concentrazioni delle emissioni convogliate di riferimento di inquinanti sono quelli mostrate nella seguente *Tabella 3.10*.

Tabella 3.10 Valori Limite delle Emissioni Gassose di Raffineria ai Sensi della L.R. n.7 del 22/01/1999

Parametro	Camini E1, E2, E4*	Camini E7, E8*
SO ₂	1.360 mg/Nm ³	28 mg/Nm ³
NO _x	400 mg/Nm ³	160 mg/Nm ³
CO	200 mg/Nm ³	-
Polveri	64 mg/Nm ³	4 mg/Nm ³

*O₂ di riferimento: 3%

Oltre ai limiti sopra riportati, la cui conformità viene valutata secondo quanto stabilito dal *D.Lgs. 152/06 parte V* e relativi allegati, il regime autorizzativo della Raffineria prevede anche il rispetto di specifici valori massimi di emissione globale, espressi come flusso di massa.

A partire dal 1 gennaio 2005, i valori di riferimento per le emissioni convogliate globali della Raffineria sono pari a quelli registrati nell'anno 2003. Tali valori sono indicati nella seguente *Tabella 3.11*.

Tabella 3.11 Valori di Riferimento di Emissione Globale (Validi a Partire dal 01/01/2005)

Parametro	Emissione (t/a)
SO ₂	2.986,5
NO _x	926
CO	122
Polveri	160,4

Le seguenti *Tabella 3.12* e *Tabella 3.13* riportano le emissioni di Raffineria espresse come flussi di massa (t/a) per singolo punto di emissione, registrate negli ultimi 4 anni (2002-2005).

Tabella 3.12 Emissioni Convogliate in Atmosfera (Anno 2002)

Punto di Emissione	Portata Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	PST (t/a)
--------------------	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------	----------	-----------

Punto di Portata Emissione	Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	PST (t/a)
E1	159.828	1.458,3	525,3	74,5	120,2
E2	210.015	1.221,8	476,3	108,9	28,4
E4	18.644	2,4	10,6	10,6	0
E7	813	0,1	2,0	0,4	0
E8	30.894	3,3	13,4	14,7	0
Totale	-	2.685,9	1027,6	221,1	148,6

Nota: Portata fumi secchi al 3% di O₂

Tabella 3.13 Emissioni Convogliate in Atmosfera (Anno 2003)

Punto di Portata Emissione	Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	PST (t/a)
E1	148.553	1.317	443,0	24,0	60,0
E2	230.421	1666	448,6	96,0	98,0
E4	7.212	2,2	12,5	0,7	1,85
E7	1.556	0,2	1,4	0,2	0
E8	25.149	1,1	20,5	1,0	0,5
Totale	-	2.986,5	926,0	121,9	160,4

Nota: Portata fumi secchi al 3% di O₂

Tabella 3.14 Emissioni Convogliate in Atmosfera (Anno 2004)

Punto di Portata Emissione	Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	PST (t/a)
E1	159.976	1.163,9	339,3	16,2	32,7
E2	212.644	1.263,9	316,2	130,7	21,0
E4	8.119	0,2	9,3	1,7	1,7
E7	1.814	0	2,4	0,2	0
E8	25.163	0,1	23,1	0,1	0,6
Totale	-	2.428,1	690,3	148,8	56,1

Nota: Portata fumi secchi al 3% di O₂

Tabella 3.15 Emissioni Convogliate in Atmosfera (Anno 2005)

Punto di Portata Emissione	Fumi (Nm ³ /h)	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	PST (t/a)
E1	131.795	1044,3	295	25,1	41
E2	199.710	1885,6	455,3	82,7	57
E4	9.252	0,3	14,38	0,77	0,89
E7	2.427	0,003	1,05	0,33	0,03
E8	19.653	0,93	17,7	6,61	0,48
Totale	-	2.931	783	116	100

Nota: Portata fumi secchi al 3% di O₂

Inoltre, nell'anno 2005 le emissioni di CO₂ derivanti dalle attività svolte dalla Raffineria di Taranto sono risultate essere pari a 1.094.580 tCO₂/anno.

All'interno dell'area di Raffineria è presente anche il camino denominato E3, al quale sono convogliate le emissioni della Centrale Termoelettrica di proprietà Enipower, descritta in precedenza. Le emissioni di questo camino non fanno parte di quelle proprie della Raffineria di Taranto e non sono

quindi considerate ai fini del rispetto dei valori di riferimento per le emissioni della Raffineria stessa.

In sintesi, lo scenario emissivo medio annuo di riferimento è quello riportato nella seguente *Tabella 3.16*.

Tabella 3.16 *Caratteristiche del Flusso Emissivo Medio Annuo – Scenario Attuale*

Camino	Ore funzionamento	Portata (Nm ³ /h)	Temp. Fumi (°C)	Altezza Camino (m)	Diametro Camino (m)	Inquinanti Emessi							
						SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
						mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h
E1	8.760	148.553	175	100	4,22	1012,0	150,3	340,4	50,6	18,4	2,7	46,1	6,8
E2	8.760	230.421	180	120	5	825,4	190,2	222,2	51,2	47,6	11,0	48,6	11,2
E3*	8.760	617.400	165	100	4,02	360,0	222,3	136,0	84,0	126,0	77,8	40,0	24,7
E4	8.760	7.212	180	54,7	1,51	34,8	0,3	197,9	1,4	11,1	0,1	29,3	0,2
E7	8.760	1.556	210	20,1	0,38	14,7	0,02	102,7	0,2	14,7	0,0	-	-
E8	8.760	25.419	195	94	2,3	4,9	0,1	92,1	2,3	4,5	0,1	2,2	0,1
Totale		1.030.561					563,2	189,7	91,7	43			
Totale annuo							t/a	t/a	t/a	t/a			
		escluso E3 (t/a)					2.986,5	926	121,9	160,4			
		totali di sito (t/a)					4.933,8	1.661,8	803,4	376,9			

Note: Portata fumi secchi al 3% di O₂ per tutti i camini, tranne che per il camino E3, per il quale sono riferite al 15% di O₂

(*) Il camino E3 è interno all'area di Raffineria ma è di proprietà Enipower. Le caratteristiche del flusso emissivo ad esso relativo sono quelle massime garantite

Emissioni Diffuse

Le emissioni diffuse sono costituite fundamentalmente da composti organici volatili (COV) emesse per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri.

Tali emissioni sono legate alle seguenti attività:

- serbatoi di stoccaggio a tetto flottante;
- tenute di pompe per la movimentazione di prodotti leggeri;
- vasche e apparecchiature TAE a cielo aperto;
- operazioni di caricamento.

La stima delle quantità complessive delle emissioni diffuse è riportata in *Tabella 3.16*.

Tabella 3.16 Scenario Emissioni Diffuse COV (Anni 2001 – 2005)

Tipologia di Impianto	2001	2002	2003	2004	2005
Impianti movimentazione stoccaggio	90,5	101,8	102,1	90,7	85,7
Impianti di caricamento cisterne mobili	24,5	1,6	39,4	38,2	36,2
Impianto di processo	362,8	334,2	380,7	457,1	479,6
Impianto trattamento effluenti liquidi	11,0	32,3	32,3	31,3	31,3
Totale emissioni	488,8	469,9	554,5	617,3	632,8

Note: Dati espressi in tonnellate
Fonte: SPP/AMB inserito nella Dichiarazione Ambientale Rapporto ENI Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).

La precedente *Tabella* indica un incremento delle emissioni diffuse dal 2001 al 2005. Si sottolinea che i dati riportati sono stimati e che il metodo di calcolo utilizzato considera come elemento determinante il quantitativo di greggio e di semilavorati in ingresso in Raffineria. Poiché questo è aumentato negli ultimi anni, anche la stima delle emissioni diffuse ha subito un incremento.

La Raffineria di Taranto, tuttavia, al fine di contenere le emissioni diffuse adotta gli accorgimenti tipicamente utilizzati nell'industria petrolifera, ove le perdite fuggitive sono attentamente ridotte al minimo data la natura e le caratteristiche termodinamiche delle sostanze.

In particolare si evidenzia che la Raffineria, in conformità anche a quanto prescritto dalla normativa vigente, ha adottato, e prevede di continuare a implementare attraverso interventi di miglioramento ambientale, le seguenti tecniche:

- inserimento di sistemi di doppia tenuta sulle macchine operatrici
- utilizzo di impianti di recupero vapori di benzina, olio combustibile e bitume su serbatoi e pensiline di carico;
- verniciatura a norma (*D.M. 107/00*) dei serbatoi contenenti benzina e greggio;
- sistemi di monitoraggio (sensori con allarme in campo nell'eventualità di presenza accidentale di H₂S e monitoraggio della qualità dell'aria attraverso 3 cabine perimetrali).

3.5.2

Scarichi Idrici

Gli effluenti di Raffineria, successivamente al trattamento negli impianti di depurazione, sono scaricati in mare nel pieno rispetto dei limiti normativi stabiliti dal *D.lgs. 152/06*, abrogativo del *D.lgs. 152/99*. La Raffineria è dotata di due punti di scarico, denominati A e B, di cui lo scarico B è utilizzato per acque meteoriche non di prima pioggia. Lo scarico denominato C è stato definitivamente chiuso nel corso dell'anno 2004.

Le acque provenienti dall'impianto di trattamento (TAE) sono inviate allo scarico A.

L'ubicazione dei punti di scarico A e B della Raffineria è riportata in *Figura 3.2*.

Nella seguente *Tabella 3.16* si riportano i dati quantitativi degli scarichi idrici nel periodo 2001 – 2005 relativi alla Raffineria.

Tabella 3.16 Bilancio Quantitativo degli Scarichi Idrici (Periodo 2001 – 2005)

Tipologia di Scarico	2001 (m ³)	2002 (m ³)	2003 (m ³)	2004 (m ³)	2005 (m ³)
Scarico A	54.312.000	79.724.760	63.720.240	67.481.468	82.977.504
Scarico B	1.576.800	1.576.800	1.576.800	923.880	0
Scarico C	87.600	43.800	43.800	7.200	0
Perdite Acqua e Vapore (*)	12.392.370	2.671.677	2.653.804	759.282	456.148
Totale H ₂ O scaricata	68.368.770	84.017.037	67.994.644	69.171.830	83.433.652

Note:

(*) Sono incluse le perdite di vapore non recuperato come condensa;

Fonte: SPP/AMB (misurazione diretta effettuata da Tecon Labo e Laboratorio Esterno). Dettagli inseriti nella Dichiarazione Ambientale Rapporto ENI Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).

Attualmente la Raffineria scarica in mare mediamente 455 m³/h di acque provenienti dall'impianto di trattamento TAE. Lo scarico delle acque di raffreddamento degli impianti è invece mediamente pari a 7.387 m³/h.

Nella *Tabella 3.17* si riportano i dati qualitativi medi annuali relativi agli scarichi idrici nel periodo 2001 – 2005 relativi alla Raffineria. Come è possibile notare, in tutti i campionamenti effettuati la concentrazione dei parametri rilevati ha sempre rispettato i limiti normativi.

Tabella 3.17 Qualità degli Scarichi Idrici (Dati Medi Annuali. Periodo 2001 – 2005)

Tipologia di Scarico	2001	2002	2003	2004	2005	Limiti (D.Lgs 152/99- D.Lgs 152/06)	
Scarico A	Oli Minerali	0,290	0,143	0,182	0,123	0,069	5
	BOD5	2,800	2,291	1,988	2,154	2,367	40
	Azoto ammoniacale	0,880	1,313	0,343	0,442	0 (*)	15
	Azoto Nitroso	0,008	0 (*)	0,002	0,001	0,030	0,6
	Azoto Nitrico	0,028	0,284	0,035	0,042	0,057	20
Fenoli	0,130	0,075	0,081	0 (*)	0 (*)	0,5	
Scarico B	Oli Minerali	0,420	0,140	0,434	0,442		5
	BOD5	3,116	2,664	1,521	1,328		40
	Azoto ammoniacale	0,880	0,747	0,484	0,617		15
	Azoto Nitroso	0,160	0,111	0,022	0 (*)		0,6
	Azoto Nitrico	0 (*)	0 (*)	0,050	0 (*)		20
Fenoli	0,129	0,097	0,088	0 (*)		0,5	
Scarico C	Oli Minerali	0,354	0,080	0,411	0,139		5
	BOD5	1,632	1,464	0,776	0,003		40
	Azoto ammoniacale	0,190	0,740	0,365	0 (*)		15
	Azoto Nitroso	0 (*)	0 (*)	0,008	0 (*)		0,6
	Azoto Nitrico	0 (*)	0,125	0 (*)	0,165		20
Fenoli	0,115	0,067	0,050	0,099		0,5	

Note: Dati espressi in (mg/l)

(*) Valori di concentrazione inferiori al campione acqua di mare

Fonte: PERF/COIN – SPP – LABO (misurazione diretta e indiretta). Dettagli inseriti nella Dichiarazione Ambientale Rapporto ENI Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).

Recentemente (fine 2004) è stato realizzato un intervento di miglioramento delle prestazioni del sistema di trattamento delle acque effluenti denominato TAE A, che ha visto l'inserimento di:

- Una sezione di trattamento biologico per l'abbattimento dei fenoli ed il miglioramento delle caratteristiche delle acque depurate (COD, BOD, TSC, NH₃);
- una sezione di desolforazione con portata totale di 50 m³/h, che interessa i reflui provenienti dagli impianti di *Desalter* e di trattamento acque acide (SWS), basandosi su un principio di ossidazione catalitica dei solfuri a tiosolfati mediante insufflaggio di aria, sostenuta dal catalizzatore FeCl₃

Gli interventi migliorativi di cui sopra saranno completati (entro luglio 2006) con l'inserimento di una sezione di ultrafiltrazione e osmosi inversa che consentirà il riutilizzo, come acqua di processo, delle acque reflue trattate dall'impianto TAE della Raffineria.

Tale intervento rientra nel più ampio quadro programmatico del progetto "Water Reuse", come già indicato in precedenza.

3.5.3

Rumore

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, garantisce il livello di rumore al perimetro esterno della Raffineria in accordo alla normativa vigente.

3.5.4

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.

Per i Rifiuti Speciali prodotti in Raffineria sono istituite 5 aree di deposito temporaneo all'interno dello stabilimento, e specificamente:

- *Area A1*: area di accumulo rottame di ferro, materiale elettrico e lana di roccia non inquinati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3123 e T-3222;
- *Area A2*: area di accumulo legno e assimilabili agli urbani, non inquinati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3222 e T-3213;
- *Area A3*: area di accumulo fusti e bulk vuoti contaminati, ubicata in prossimità dei serbatoi T-3149 e T-3150;

- *Area A4*: area di accumulo fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali inquinanti, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi, ubicata in vicinanza all'*Area A3*;
- *Area A5*: area di accumulo catalizzatori esausti, ubicata in prossimità del Varco di ingresso N°3.

Nella seguente *Tabella* si riportano le principali tipologie e le rispettive quantità dei rifiuti prodotti dalla Raffineria negli anni 2001 – 2005.

Tabella 3.18 *Tipologie e Quantità di Rifiuti Prodotti dalla Raffineria (Anni 2001 – 2005)*

Tipologie Rifiuti	2001 (t)	2002 (t)	2003 (t)	2004 (t)	2005 (t)
Pericolosi a Smaltimento	5	2.500	4.370	3.168	3.291
Pericolosi a Recupero	31	17	18	37	26
Non Pericolosi a Smaltimento	3.830	2.534	1.266	9.778	5.346
Non Pericolosi a Recupero	3.962	1.746	4.170	2.903	1.376
Totale	7.828	6.797	9.824	15.886	10.038

Fonte: SPP/AMB (calcolo MUD). Dettagli inseriti nella Dichiarazione Ambientale Rapporto ENI Divisione R&M, 2005 (Revisione 4 del 30/12/05).

Nel 2005 è stata emunta ed inviata a trattamento presso l'impianto "TAE A" di Raffineria (cfr. autorizzazione con Det. Dir. Provincia di Taranto n. 31 del 28/02/05) l'acqua di falda (CER 191308) in quantità pari a 213.845 m³.

Dalla *Tabella* si osserva un deciso incremento della produzione di rifiuti pericolosi tra il 2001 e il 2002. Si sottolinea che questo è dovuto alla riclassificazione di alcuni codici CER avvenuta nel 2002 (*Legge 443/01*), a seguito della quale alcuni rifiuti sono passati da non pericolosi a pericolosi.

3.5.5

Traffico

In Raffineria entrano in lavorazione o in deposito diverse sostanze classificate come "materie prime", che costituiscono i componenti fondamentali per l'ottenimento dei "prodotti finiti", destinati alla commercializzazione. In particolare si possono distinguere materie prime di natura petrolifera, classicabili in greggi e semilavorati e altre materie prime di natura non petrolifera, necessarie per il ciclo di lavorazione, tra i quali i chemicals, gli agenti flocculanti e i catalizzatori.

Tra i principali prodotti petroliferi "finiti" commercializzati dalla Raffineria sono presenti i distillati leggeri (GPL), quelli medi (benzine) e quelli pesanti (tra cui gasoli, oli combustibili ed i bitumi).

La suddivisione degli acquisti di petrolio, per area geografica, è la seguente: 24% dall'Africa Occidentale, 22% dall'Africa Settentrionale, 16% dal Mare del Nord, 17% dai Paesi dell'ex CSI, l'11% dal Medio Oriente, 7% dall'Italia e 3% da altre aree. Il loro trasporto può avvenire sia attraverso oleodotti, sia attraverso navi.

Nella *Tabella 3.22* si riporta una sintesi dei trasporti di materiali in entrata e in uscita dal complesso, relativi all'anno 2005.

Tabella 3.22 *Movimentazione Materie Prime e Prodotti Finiti – Anno 2005*

Trasporti	Anno 2005		
	Mezzi [numero]	Quantità [kton]	Quantità [%]
<i>Materie Prime in ingresso</i>			
Via mare	125	3.020	41,0
Via strada (autobotti)	4.326	121	1,6
Via oleodotto	-	4.311	57,4
Totale	-	7.452	100,0
<i>Materie Prime in uscita</i>			
Via mare			
Totale			
<i>Prodotti Finiti in uscita</i>			
Via mare	453	3.883	54,1
Via strada (distribuzione prodotti "extra - rete")	45.598	1.277	17,8
Via strada (distribuzione prodotti "rete")	67.128	1.880	26,2
Via oleodotto	-	144	2,0
Totale	-	7.184	100

Dall'analisi dei dati si può osservare che le materie prime sono per lo più approvvigionate mediante oleodotto e mediante petroliere. L'uso di autobotti è limitato ad una percentuale relativamente bassa, pari all'1,6% in peso delle materie in ingresso.

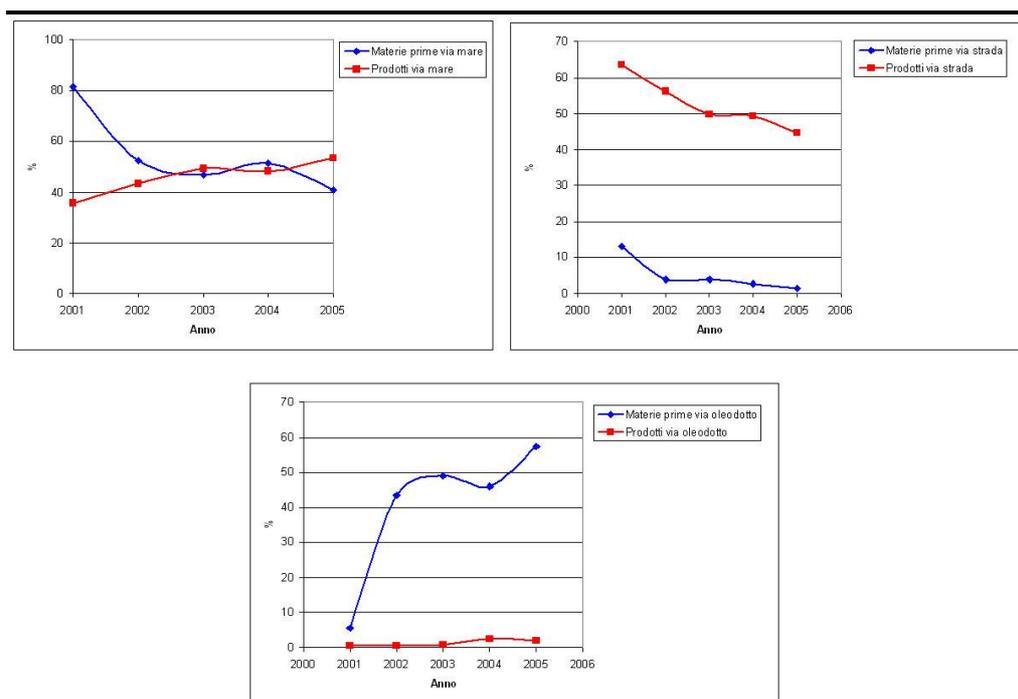
Al contrario, per quanto riguarda i prodotti finiti, l'uso di camion risulta complessivamente pari al 44,5% in peso dei prodotti in uscita dalla *Raffineria*, mentre la percentuale più elevata è relativa all'impiego di navi cisterna (53%).

Nella *Figura 3.4* è riportato il trend percentuale relativo al periodo 2001-2005 per tipologia di trasporto in entrata ed in uscita dalla *Raffineria*.

Dall'analisi dei dati di trasporto di materie prime via mare, si evidenzia una progressiva diminuzione della percentuale, che passa dall'81,5 % nel 2001, al 41% nel 2005. Questo drastico calo si accompagna ad un forte incremento della percentuale relativa al trasporto via oleodotto. Considerando infatti il periodo 2001-2005 si osserva una variazione percentuale di + 51,8% per quest'ultimo mezzo di trasporto.

Considerando i dati relativi ai prodotti in uscita dalla *Raffineria*, si evidenzia un calo del trasporto su strada (distribuzione "rete" e "extra - rete") a favore di un incremento del trasporto via nave. Il trasporto via oleodotto è, nel complesso, molto basso, con un valore massimo percentuale pari a 2,5% per il 2005.

Figura 3.4 *Movimentazione Materie Prime e Prodotti. Confronto %*



Nella seguente *Tabella 3.23*, infine, si riporta la ripartizione dei trasporti via mare in entrata e in uscita di materie prime/prodotti finiti alla capacità massima di lavorazione della Raffineria, attualmente pari a 6,5 milioni di tonnellate di materie prime in ingresso.

Tabella 3.23 **Trasporti Via Mare alla Capacità Produttiva**

Materiali	Portata Nave (kt)	Quantità totale (kt/anno)	Media viaggi (n/anno)
<i>Trasporti in ingresso</i>			
Greggio	80	1.500	19
Residui	30	1.044	35
Nafta importazione	10	20	2
LCN	10	300	30
MTBE	4	155	39
Benzina	-		
Totale in ingresso		3.019	125
<i>Trasporti in uscita</i>			
Greggio Val d'Agri			
Shell	30	1.297	43
V. Nafta	7	397	57
Benina - Gasoli	7	740	106
OC export	30	954	32
OC BKR	3,5	189	54
Bitumi	5	140	28
Pitch			
Cat feed	20	166	8
Totale in uscita		3.883	328
Totale (entrata + uscita)		6.902	453

Emissioni in Atmosfera

La Raffineria di Taranto, nel rispetto dei limiti previsti dalla legislazione vigente e dei pareri autorizzativi, garantisce il controllo e il monitoraggio delle proprie emissioni attraverso specifiche modalità di valutazione sistematica descritte nel seguito del *Paragrafo*.

Emissioni Convogliate

Le emissioni convogliate di Raffineria sono attualmente rilasciate in atmosfera attraverso 5 camini (a cui si aggiunge il camino denominato E3 dell'impianto turbogas della Centrale Termoelettrica di *Enipower*). Inoltre la Raffineria di Taranto è dotata di due torce identificate rispettivamente con le sigle E5 ed E6.

La Raffineria è dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SO₂, NO_x, CO, PST, temperatura, ossigeno e portata dei fumi) sui camini E1 e E2 (oltre che sul camino E3 di *Enipower*). I dati del monitoraggio continuo confluiscono sul PC del Laboratorio, da cui vengono trasmesse le medie orarie, sia al sistema informatico di Raffineria, che all'ARPA Puglia Dipartimento Provinciale di Taranto.

Attualmente è in programma un intervento ambientale di estensione del monitoraggio in continuo anche ai restanti camini di Raffineria.

Oltre al monitoraggio continuo, sono effettuate campagne analitiche per la determinazione di "macro" inquinanti (SO₂, NO_x, PST, CO, CH₄, CO₂, COVNM, N₂O, PM₁₀, HFC – CFC – PFC) tramite l'ausilio di un Laboratorio esterno, in contraddittorio con l'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto, con frequenza e modalità stabilite secondo apposite procedure del Sistema di Gestione Ambientale (SGA). L'ARPA Dipartimento Provinciale di Taranto effettua inoltre un servizio di laboratorio esterno per la Raffineria monitorando ai camini i "micro" inquinanti con frequenza e modalità stabilite sempre secondo apposite procedure del SGA.

I dati di emissione di SO₂ e CO₂ relativi alle Torce E5 ed E6 sono ottenuti mediante calcolo stechiometrico, assumendo che il 30% delle perdite di Raffineria venga combusto alle stesse. Di questo 30%, i 3/4 vengono combusti dalla torcia E6 ed il rimanente 1/4 dalla torcia E5.

Le reazioni di combustione in torcia sono tali da trasformare gli idrocarburi in anidride carbonica ed acqua e da convertire i limitati quantitativi di H₂S in ossidi di zolfo. In particolare le due torce sono dotate di un sistema "smokeless" in grado di aumentare l'efficienza di combustione e limitare la fumosità delle stesse che, in condizioni normali di funzionamento, garantiscono una efficienza unitaria di combustione.

Infine i dati relativi alle emissioni convogliate sono elaborati dal reparto SPP che emette periodicamente un *report* di sintesi per le funzioni di Raffineria

(usando apposita procedura di linea) e comunicazioni ufficiali agli enti interessati, in accordo con le prescrizioni vigenti.

Emissioni Diffuse

Le emissioni diffuse sono costituite fondamentalmente da COV emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri. Le principali fonti di emissione sono le seguenti:

- serbatoi di stoccaggio a tetto flottante;
- tenute di pompe per la movimentazione di prodotti leggeri;
- vasche e apparecchiature TAE a cielo aperto;
- operazioni di caricamento.

I quantitativi complessivi delle emissioni diffuse sono calcolati periodicamente secondo una procedura di calcolo definita da *ENI Divisione R&M*.

Al fine di garantire un maggior controllo puntuale, mirato a definire un preciso piano di interventi, la Raffineria attiverà entro il 2006 un piano di monitoraggio (*Leak Detection*) finalizzato alla rilevazione delle emissioni diffuse.

3.6.2 *Protezione del Suolo e Sottosuolo*

L'area di Raffineria ricade all'interno di un sito di interesse nazionale ai sensi della *Legge n. 426 del 9/12/1998* e successivo *Decreto Autorizzativo del 10/01/2000*.

Come richiesto dal *D.M. 471/99* la Raffineria ha eseguito opportune attività per la protezione e la salvaguardia del suolo/sottosuolo, tra cui in particolare si evidenziano:

- caratterizzazione ambientale del sito. A fronte di predisposizione di specifici Piani di Caratterizzazione approvati in sede di conferenze dei servizi decisorie, è stata effettuata una caratterizzazione delle aree di pertinenza della Raffineria con maglia 50x50 m. A fronte dei risultati ottenuti dalle attività di caratterizzazione, la Raffineria ha richiesto ed ottenuto la restituzione agli usi legittimi di alcune aree, tra cui la quasi totalità delle aree destinate alla realizzazione degli impianti previsti dal progetto oggetto del presente Studio di impatto Ambientale (conferenza dei servizi decisorie del 13 marzo 2006 presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio). Per le aree non svincolate e interessate dalla realizzazione di nuovi impianti saranno realizzati gli interventi previsti dal Progetto Definitivo di Bonifica, prima del loro riutilizzo e ne sarà pertanto richiesta la restituzione agli usi legittimi.;
- progettazione ed esecuzione di interventi di messa in sicurezza e bonifica delle acque di falda. Nel marzo 2004 è stato trasmesso agli Enti, e da questi approvato in sede di conferenza dei servizi decisorie del 20/04/04

(cfr. anche *Decreto interministeriale autorizzativo del 02/09/04*) il "Progetto Definitivo di Bonifica-Acqua di Falda";

- progettazione degli interventi di bonifica del suolo e sottosuolo. Il Progetto Definitivo di Bonifica Suolo e Sottosuolo è stato predisposto dalla Raffineria di Taranto e ritenuto approvabile in sede di Conferenza dei Servizi Decisoria del 13 marzo 2006 a meno di integrazioni, attualmente in fase di redazione.

Fenomeni di inquinamento del suolo/sottosuolo e della falda sono attribuibili alla potenziale perdita di prodotti inquinanti correlata a tutte le principali attività e apparecchiature della Raffineria.

In particolare si possono distinguere le seguenti tipologie di aspetti ambientali ad esse correlati:

- presenza di prodotti sul suolo da eventi pregressi;
- perdite di prodotti petroliferi, liquidi, solidi da linee di trasferimento/apparecchiature di processo, servizi e di movimentazione;
- perdite di prodotti chimici (additivi, materie ausiliarie o solventi);
- perdite di prodotti petroliferi dal sistema fognario;
- perdite di prodotti petroliferi dai serbatoi di stoccaggio.

Perdite da Linee di Trasferimento

Relativamente alle perdite legate a tubazioni di trasferimento:

- tutte le tubazioni della Raffineria sono fuori terra, poggiate su *pipe-rack* e permettono l'ispezione visiva in qualunque momento da parte del personale di Raffineria; inoltre, le linee di trasferimento sono soggette a condizioni operative definite e controllate in continuo con sistemi automatizzati (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico;
- in corrispondenza degli attraversamenti stradali e ferroviari, le tubazioni sono incamiciate ed è adottato un apposito sistema di protezione catodica attiva, sottoposta a verifica semestrale; inoltre, in corrispondenza dell'attraversamento ferroviario, la tipologia costruttiva prevede il percorso delle linee all'interno di tubi-guaina in cemento, che terminano all'interno delle "Valve Box" di Raffineria, presso le quali è effettuata la verifica visiva di eventuali perdite su turno continuo (24 ore);
- le uniche linee di trasferimento prodotti parzialmente interrato sono:
 - Oleodotto Monte Alpi: gestito dalla Società *PRAOIL*, che ha definito e adottato specifiche procedure di controllo periodico della tenuta;
 - tratto terminale dell'oleodotto sottomarino ("*Sea-line*" di Raffineria), prima del collegamento con i serbatoi: verificato in accordo con procedure dedicate.

Dai controlli periodici effettuati non sono mai risultate anomalie (ultimo controllo effettuato nel dicembre 2002).

Perdite da Apparecchiature di Processo

Le apparecchiature statiche di Raffineria sono tutte fuori terra, ubicate su terreno pavimentato e ispezionate visivamente dal personale di Raffineria su turno continuo. Tali apparecchiature, ove previsto dalla legislazione vigente, sono soggette ai controlli ispettivi degli Enti preposti (ASL, ISPESL).

Le apparecchiature sono controllate in continuo con sistemi automatizzati di processo (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico.

Perdite di Chemicals

La Raffineria ha adottato sistemi di contenimento delle potenziali perdite dei principali prodotti chimici (additivi, materie ausiliarie o solventi) dai contenitori di stoccaggio (*bulk*), in parte costruendo apposite piazzole pavimentate munite di cordoli, in parte sostituendo i *bulk* presenti in Raffineria con nuovi contenitori dotati di doppio fondo, in grado di raccogliere il prodotto in caso di rottura o sversamento.

Tali interventi sono tuttora in corso e sono parte integrante del piano di miglioramento Ambientale di Raffineria.

Perdite dal Sistema Fognario

Il sistema fognario di Raffineria è lungo circa 24 km ed è stato oggetto, a partire dal 1999, di un piano progressivo di monitoraggio finalizzato alla verifica della tenuta dei manufatti che lo compongono.

La Raffineria ha già sottoposto a verifica, secondo lo standard *UNI EN 1610/99*, tutte le linee costituenti l'intera rete fognaria.

In base ai risultati ottenuti, si è provveduto immediatamente al rifacimento/impermeabilizzazione di alcuni tratti deteriorati e di alcuni pozzetti che non garantivano la tenuta idraulica.

Perdite da Serbatoi di Stoccaggio

La Raffineria ha adottato protocolli di verifica (Norme Standard dell'*American Petroleum Institute: API STD 653* e S.M.I. "*Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconsctruction*") dello stato conservativo dei serbatoi atmosferici.

Tali protocolli sono stati recepiti in una specifica procedura ambientale che disciplina le attività di "Ispezione, controllo e manutenzione serbatoi atmosferici per prodotti petroliferi".

I protocolli prevedono, in particolare, che la frequenza e la tipologia delle attività di verifica siano programmate e pianificate in funzione di specifici

criteri, legati alla tipologia costruttiva del serbatoio, al contenuto dello stesso e al periodo di esercizio.

La Raffineria, in linea con il suo impegno sulle tematiche ambientali, sta introducendo per tutti i serbatoi di greggio e prodotti petroliferi leggeri, nuove metodiche costruttive per la prevenzione dell'inquinamento, tra cui la dotazione di sistemi a "doppio fondo". Attualmente sono già stati dotati di doppio fondo undici serbatoi.

Inoltre, nel periodo 2001-2003 sono stati effettuati una serie di interventi sui serbatoi interrati, mirati alla prevenzione dell'inquinamento. Attualmente sono presenti in Raffineria dieci serbatoi interrati, situati nell'area caricamento rete (ex- Deint), tutti dotati di doppia camicia con controllo in continuo delle perdite, mediante il monitoraggio del livello del liquido di riempimento nell'intercapedine; i segnali rilevati dai sensori sono visibili su quadro sinottico in sala controllo.

Protezione della Falda

Al fine di minimizzare i rischi di dilavamento di inquinanti in falda, gran parte delle aree di esercizio sono pavimentate e/o delimitate da cordoli di contenimento, che convogliano gli eventuali spandimenti alla rete fognaria della Raffineria. Al fine di monitorare la qualità delle acque di falda afferenti alla Raffineria, è stata realizzata negli anni una articolata rete di piezometri, soggetta a rilievi periodici di tipo freaticometrico (presenza acqua ed eventuale surnatante) ed idrochimico (qualità delle acque, ai sensi del D.M. 471/99).

Attualmente la rete piezometrica è costituita da 108 piezometri distribuiti in 12 aree omogenee.

Attraverso la rete di monitoraggio sopra descritta, realizzata in fase di caratterizzazione ambientale ai sensi del D.M. 471/99, la Raffineria monitora la qualità della falda superficiale.

Tali attività di monitoraggio sono eseguite con frequenza e modalità definite in apposite procedure del Sistema di Gestione Ambientale. I risultati che ne derivano sono utilizzati per implementare il Sistema Informativo Territoriale (G.I.S.) in dotazione della Raffineria di Taranto.

Nello stabilimento sono presenti anche 4 pozzi profondi utilizzati per l'emungimento di acqua di falda profonda, per uso industriale (produzione acqua demineralizzata, acque tecniche, etc.). Periodicamente la Raffineria monitora, tramite questi pozzi, la qualità della falda profonda per la quale a oggi non sono stati evidenziati fenomeni di contaminazione.

ENI S.p.A. Divisione Refining & Marketing Raffineria di Taranto ha in progetto di incrementare la capacità di Raffinazione della propria Raffineria e di produrre prodotti in linea con le specifiche EU2008 per i carburanti uso autotrazione. A tale scopo ENI si propone la realizzazione di un *Revamping* costituito essenzialmente da una nuova unità integrata di distillazione atmosferica e distillazione sotto vuoto e da una nuova unità di desolforazione gasoli.

La nuova unità integrata *Topping/Vacuum* è stata dimensionata per lavorare 12.000 t/d di grezzo e la benzina prodotta nella nuova unità Desolforazione Gasoli per essere stabilizzata.

L'unità è progettata per la lavorazione di due tipologie di grezzi (CPC e URAL) e per produrre benzine, gasoli e kerosene.

I principali obiettivi di ENI Div. R&M per la nuova unità sono:

- Garantire la necessaria flessibilità operativa per la lavorazione dei due grezzi sopra indicati; non è comunque richiesto un valore di *turndown* di progetto;
- Minimizzare i consumi energetici del complesso *Topping/Vacuum*. A tale scopo le due sezioni *Topping* e *Vacuum* sono termicamente integrate.

La nuova unità di trattamento GPL (desolforazione) permette di rimuovere l'Idrogeno Solforato ed i Mercaptani dal GPL prodotto.

La capacità dell'unità è stata fissata in 10.000 kg/h.

La nuova unità Desolforazione Gasoli è dimensionata per una capacità di 6.500 t/d e può trattare gasolio da *cracking* termico (sino al 40% della carica totale).

I principali obiettivi di ENI Div. R&M sono di seguito indicati:

- Produzione di gasolio desolforato per autotrazione di alta qualità in linea con le specifiche EU2008;
- Lunghezza di ciclo per il catalizzatore non inferiore ai 24 mesi;
- Minimizzazione dei costi operativi, inclusi combustibili e Idrogeno.

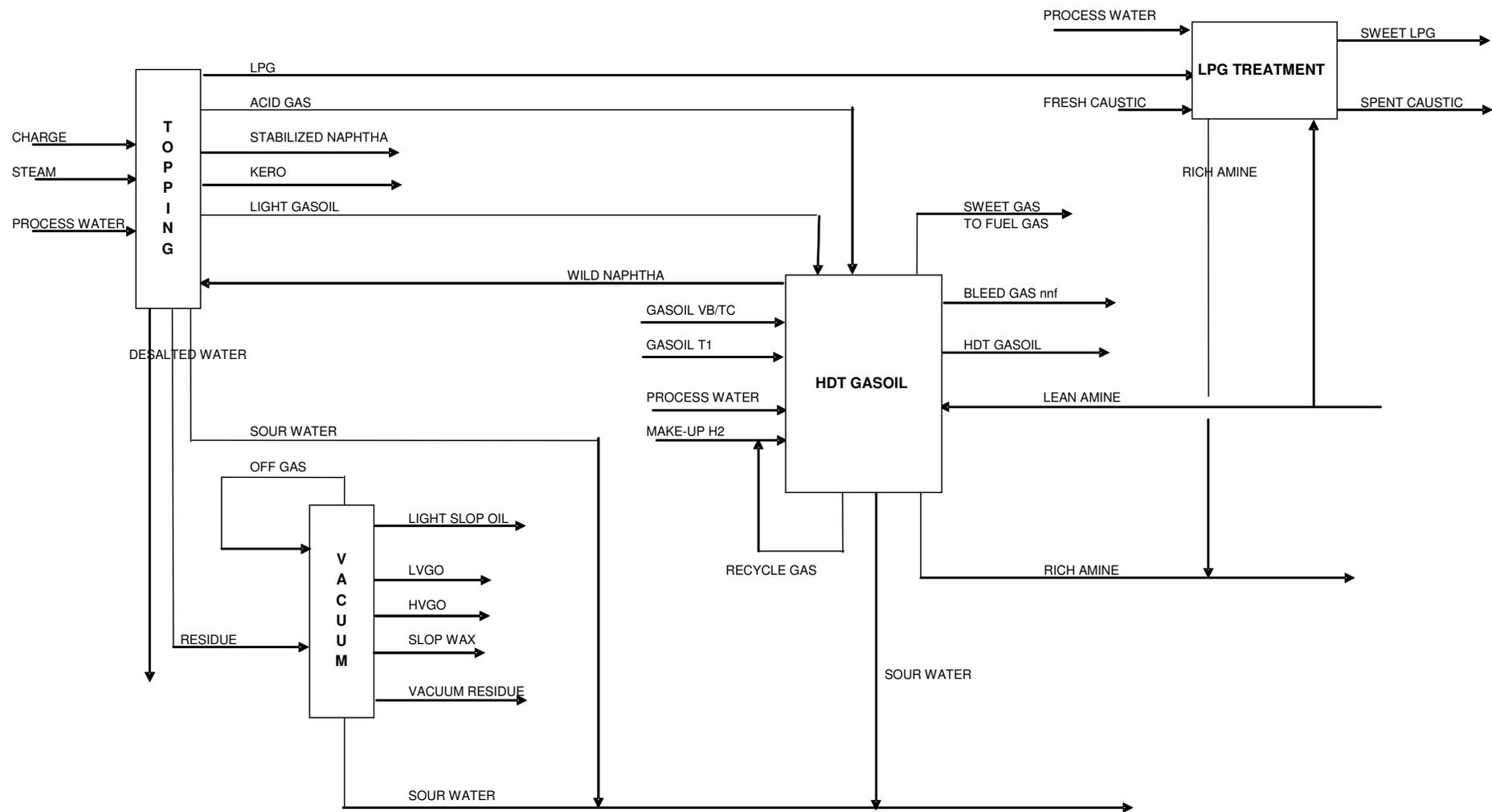
Saranno inoltre installate le seguenti sezioni ausiliare:

- Sistema acqua di raffreddamento (sistema a circuito chiuso con torri di raffreddamento);
- Recupero Condense;
- Recupero Acque Accidentalmente Oleose;
- Interconnecting per processo e servizi.

Si riportano di seguito uno schema a blocchi dei nuovi impianti mentre in *Allegato 3* si riporta uno schema a blocchi di Raffineria comprensivo delle nuove installazioni.

In *Allegato 4* si riporta un Plot Plan dei nuovi impianti.

Figura 4.1 Schema a Blocchi dei Nuovi Impianti



Si riportano inoltre i bilanci di materia: il caso base (Raffineria esistente) è considerato con la modifica *Hydrocraker* già inclusa.

	CASO BASE (con HDC)			CASO TaPlus		
	Kt/y	%Util	Kt/d	Kt/y	%Util	Kt/d
TOPPING	5.000	100	13,7	5.000	100	13,7
TOPPING 2				4.400	100	12,3
REFORMING	882	100	2,5	882	100	2,5
HDS1 (nafta)	808	100	2,3	808	100	2,3
HDS2	1.548	84	4,4	1.836	100	5,2
HDS3				2.541		7,3
RHU New	1.339	100	3,9	1.339	100	3,9
HDC	855	100	2,5	855	100	2,5
VB	1.291	60	3,8	2.147	100	6,4
TC	584	32	1,7	1.663	92	4,9
H2 New	23	6	0,1	35	10	0,1
SULFUR PLT	83	47	0,2	103	58	0,3

Il consumo previsto totale di *Fuel Gas* totale è pari a circa 6.190 Kg/hr (71 MMKcal/hr). Si ipotizza inoltre la realizzazione di un unico camino in comune per gli impianti *Topping/Vacuum* (10100/10200) e HDS3 (10400).

Nella *Tabella* seguente si riportano i consumi di *utilities* previsti.

Tabella 4.1 *Consumi di Utilities Previsti*

Unità	Descrizione	Combustibile	Energia	Aria	Azoto
		(Fuel G)	Elettrica	Compressa	
		MMKcal/h	Assorbita	(IA+PA)	Nm ³ /h
			KW	Nm ³ /h	Nm ³ /h
10100	Topping & Vacuum	58	4498		
10300	Trattamento GPL		26		
10400	Desolforazione Gasolio (HDS3)	13	5111		
10000	Interconnecting			100	22
10720	Recupero condense		11		
10760	Acqua torre		650		
10790	Trattamento acque oleose		33		
TOTALE		71	10329	100	22

I consumi idrici dei nuovi impianti sono riportati nella *Tabella* seguente (con il segno – si indicano le produzioni).

Tabella 4.2 Consumi Idrici dei Nuovi Impianti

Unità	Descrizione	Vapore		Acqua Torre di Raffreddamento Kg/h	Boiler Feed Water Kg/h	Acqua Dissalata	Condensa	
		M.P.	L.P.				M.P.	L.P.
		Kg/h	Kg/h				Kg/h	Kg/h
10100	Topping & Vacuum	7.600	19.500	4.100.000	11.600	27.400		
10300	Trattamento GPL							
10400	Desolforazione Gasolio (HDS3)	2600		1.300.000	10.080	10.000		
10000	Interconnecting						-19.600	-8.400
10720	Recupero condense							
10760	Make-up acqua torre					122.000		
10790	Trattamento acque oleose							
TOTALE		10.200	19.500	5.400.000	21.680	159.400	--19.600	-8.400

Gli scarichi idrici previsti sono i seguenti:

Acque Accidentalmente Oleose (da aree pavimentate)

Portata max 60 m³/h (intermittente)

Contenuto d'olio: 20 ppm

Destinazione vasca di rilancio esistente S-6008

Acqua da Desalter nuovo Topping

Portata max 60 m³/h (continua)

Contenuto d'olio: 1.000 ppm

Contenuto massimo di zolfo: 40 ppm

Spurgo da Torri di Raffreddamento

Portata max 20 m³/h

Contenuto di sali: 1.000 ppm

Gli scarichi di emergenza provenienti dalle valvole di sicurezza e depressurizzazione posizionate a protezione delle apparecchiature presenti nei nuovi impianti saranno collettati in un sistema di Torcia e *Blow down* previsto nella realizzazione del nuovo impianto *Hydrocraker* ed unità associate. Tutti gli scarichi saranno convogliati all'impianto di trattamento acque (TAE).

5.1 GREZZI DI RIFERIMENTO E CAPACITÀ DELL'UNITÀ

L'unità è stata dimensionata per la lavorazione di grezzi CPC e URAL.

Il progetto prevede due casi di marcia:

- Caso A – lavorazione di grezzo Ural per 12.000 T/d;
- Caso B – lavorazione di grezzo CPC per 10.000 T/d.

L'unità dovrà essere in grado di trattare, in aggiunta alle cariche precedenti, la Benzina non stabilizzata (*Wild Naphtha*) prodotta nella nuova Unità di Desolforazione Gasolio.

L'unità sarà in grado di marciare alla massima capacità alimentata da una miscela 50-50 (in volume) dei due grezzi producendo prodotti della qualità richiesta.

Si riportano nella *Tabella* seguente le principali caratteristiche dei grezzi utilizzati.

Tabella 5.1 *Principali Caratteristiche dei Grezzi Utilizzati*

		CPC	URAL
Densità a 15 °C	Kg/l	0,8064	0,8682
Densità API		43,9	31,4
Contenuto di zolfo	% peso	0,60	1,36
Mercaptani	ppm	520	32
Asfalteni	% peso	0,11	1,20
Potere calorifico	Kcal/kg	10.359	10.117

5.2 TIPOLOGIA DEI PRODOTTI RICHIESTI

L'unità è progettata per produrre le seguenti tipologie di prodotti:

- Propano Liquido;
- Butano Liquido;
- Light Naphtha;
- Heavy Naphtha;
- Kerosene;
- Gasolio Atmosferico;
- Gasolio *Vacuum* Leggero (LVGO);
- Gasolio *Vacuum* Pesante (HVGO);
- Residuo *Vacuum*.

5.3

RESA DEI PRODOTTI

L'unità in accordo alle specifiche richieste per i singoli prodotti, produrrà le rese indicative riportate in tabella.

I valori indicati rappresentano le quantità di prodotto netto liquido con l'esclusione di eventuale acqua associata.

I valori indicati nella *Tabella* seguente comprendono il contributo della corrente di Benzina non Stabilizzata prodotta dalla nuova Unità di Desolforazione Gasolio.

Tabella 5.2

	CPC T/h	URAL
Propano	1,08	0,20
Butano	8,27	3,14
Light Naphtha	53,66	29,74
Heavy Naphtha	85,71	60,67
Kerosene	55,20	36,49
Gasolio Atmosferico	111,00	130,00
Gasolio Vacuum Leggero	17,00	30,00
Gasolio Vacuum Pesante	60,00	105,00
Residuo Vacuum	33,67	112,91

I valori indicati nella *Tabella* seguente **non** comprendono il contributo della corrente di Benzina non Stabilizzata prodotta dalla nuova Unità di Desolforazione Gasolio.

Tabella 5.3

	CPC T/h	URAL
Propano	0,98	0,10
Butano	7,32	2,19
Light Naphtha	49,80	25,88
Heavy Naphtha	84,16	59,12
Kerosene	54,95	36,24
Gasolio Atmosferico	110,95	129,95
Gasolio Vacuum Leggero	17,00	30,00
Gasolio Vacuum Pesante	60,00	105,00
Residuo Vacuum	33,67	112,91

5.4

QUALITÀ DEI PRODOTTI

L'unità è progettata per produrre le quantità e le tipologie di prodotti di cui ai paragrafo precedente con le qualità stimate riportate di seguito.

Tabella 5.4 *Propano Liquido*

		CPC	URAL
Densità specifica		0,498	0,492
Contenuto di zolfo	ppm	50	50
Etano e leggeri	Vol%	6,4	10,7
Propano	Vol%	92,3	88,1
Butano e pesanti	Vol%	1,3	1,2

Tabella 5.5 *Butano Liquido*

		CPC	URAL
Densità specifica		0,578	0,577
Contenuto di zolfo	ppm	50	50
Propano e leggeris	Vol%	0,9	0,9
Butaneo	Vol%	98,3	98,6
Pentano e pesanti	Vol%	0,8	0,5

Tabella 5.6 *Light Naphtha*

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	C5-95	C5-100
Densità specifica		0,677	0,679
Contenuto di zolfo	%peso	0,07	0,03
RVP	Bar	0,85	0,85
ASTM D86 - 95%LV	°C	95	95

Tabella 5.7 *Heavy Naphtha*

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	95-175	100-180
Densità specifica		0,755	0,754
Contenuto di zolfo	%peso	0,18	0,09
RVP	Vol%	0,1	0,1
ASTM D86 - 95%LV	°C	160	162

Tabella 5.8 *Kerosene*

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	175-235	180-230
Densità specifica		0,798	0,799
Contenuto di zolfo	%peso	0,22	0,17
Punto di congelamento	°C	-49	-49
Punto di infiammabilità	°C	49	50
ASTM D86 - 95%LV	°C	223	218

Tabella 5.9 Gasolio Atmosferico

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	235-375	230-365
Densità specifica		0,845	0,853
Contenuto di zolfo	%peso	0,66	0,75
Punto di infiammabilità	°C	84	83
ASTM D86 - 95%LV	°C	354	358

Tabella 5.10 Gasolio Vacuum Leggero (LVGO)

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	375-405	365-400
Densità specifica		0,880	0,880
Contenuto di zolfo	%peso	0,93	1,15
Punto di infiammabilità	°C	142	125
ASTM D86 - 95%LV	°C	413	392

Tabella 5.11 Gasolio Vacuum Pesante (HVGO)

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	405-525	400-540
Densità specifica		0,901	0,917
Contenuto di zolfo	%peso	1,05	1,71
Punto di infiammabilità	°C	183	182
ASTM D1160 - 95%V	°C	520	518

Tabella 5.12 Residuo Vacuum

		CPC	URAL
Nominal Cut	°C	525+	540+
Densità specifica		1,015	1,022
Contenuto di zolfo	%peso	1,58	2,85
Punto di infiammabilità	°C	254	267
ASTM D1160 - 5%LV	°C	509	531

5.5 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

La progettazione dell'Unità è stata sviluppata per i seguenti casi:

- marcia con 100% grezzo Ural;
- marcia con 100% grezzo CPC;
- marcia mista 50-50 grezzi Ural e CPC.

Per tutti i tre casi è stato preso in considerazione lo strema addizionale di benzina non stabilizzata proveniente dalla nuova Unità Desolfrazione Gasoli (Unità 10400).

La progettazione dell'Unità è stata ottimizzata per la marcia con 100% grezzo Ural. La seguente descrizione del processo fa riferimento ai Diagrammi di flusso riportati in *Allegato 5*.

5.5.1 *Preriscaldamento Greggio*

Il grezzo viene trasferito dall' Area di Stoccaggio tramite la pompa P-10101 a circa 25 barg e 30°C; la portata di grezzo è controllata con la valvola di controllo PV-001 ed indicata con il misuratore FIC-007.

Oli di *slop*, la cui portata è controllata tramite la valvola di controllo FV-009, possono essere alimentati a monte della valvola PV-001.

La soluzione di soda caustica, il demulsionatore e l'acqua trasferiti rispettivamente dalle pompe P-10116, P-10117 e P-10102 sono alimentati a valle della valvola P-001.

Per ottenere le migliori prestazioni nell'unità di *Desalting*, il 25% circa dell'acqua di *Desalting* è alimentata a monte del treno di scambiatori. Nello stesso tempo l'addizione di acqua a monte degli scambiatori migliora il coefficiente di scambio termico e consente di mantenere le apparecchiature pulite.

Il treno di scambio termico può essere suddiviso in 3 sezioni. La prima, formata dagli scambiatori E-10101, E10131, E10132, E-10102A/B/C/D, E-10103 A/B, E-10104A/B è installata a monte del *Desalter* e riscalda il grezzo alla temperatura richiesta nel *Desalter* pari a circa 135°C.

La seconda sezione, costituita dagli scambiatori E-10106 A/B e E-10105 e posta a valle del *Desalter*, riscalda l'alimentazione in ingresso al *flash drum*.

La terza sezione, costituita dagli scambiatori E-10107A/B, E-10108, E-10109A/B, E-10110A/B/C/D, E-10111A/B, E-10112A/B/C/D, E-10117, E-10113A/B/C/D, E-10114 A/B è installata a valle del *flash drum* V-10104 e riscalda la carica di grezzo entrante nel forno.

5.5.2 *Sezione di Desalting*

Il flusso di grezzo ed acqua sono in controcorrente, di conseguenza nel secondo stadio l'acqua è alimentata tramite pompa P-10102 dall'accumulatore V-10103 (che riceve acqua dissalata dal circuito di Raffineria) mentre nel primo stadio l'acqua è alimentata tramite pompa P-10118 dal secondo stadio di *Desalting*. Il grezzo in uscita dalla prima sezione del treno di preriscaldamento è miscelata con il restante 75% dell'acqua di *Desalting* e quindi alimentato al primo stadio del *Desalter* (V-10101) attraverso la valvola di miscelazione XV-001; la perdita di carico sulla valvola di miscelazione, pari a circa 1.5 bar, garantisce la dispersione dell'acqua in gocce finemente disperse.

Il grezzo in uscita dal primo stadio viene miscelato con acqua da V-10103 attraverso la valvola XV-002 la cui perdita di carica è pari a 1,5 bar.

Il primo stadio di *Desalting* opera a 13 barg e 135°C mentre il secondo stadio opera a 11 barg e 134°C.

L'acqua in uscita dal secondo stadio è riciclata, tramite P-10118, nel primo stadio di *Desalting*; l'acqua in uscita dal primo stadio viene raffreddata a 40°C nell'*air fin* E-10151 e trasferita all'impianto di trattamento acque.

5.5.3 *Distillazione Atmosferica*

Il grezzo è separato in sei correnti attraverso i regolatori di portata FIC 021÷023 e 026÷028 ed attraversa la zona convettiva e quindi la radiante del forno F-10101.

L'aria di combustione, alimentata dai ventilatori K-10101 A/B, è preriscaldata nello scambiatore E-10141 al fine di garantire un rendimento termico del forno superiore al 90% e ridurre di conseguenza il consumo di combustibile.

Nella sezione convettiva del forno F-10101 viene alimentato vapore a media (MP) e bassa pressione (LS) per essere surriscaldati a 350 °C e quindi immessi nella colonna atmosferica C-101011 e nello Stripper Gasoli C-10103 come vapore di *Stripping*.

La corrente in uscita dal forno viene alimentata a 370 °C nella zona di flash della colonna atmosferica C-10101.

La fase liquida in uscita dalla zona di flash fluisce verso il basso attraverso i sei piatti a valvola della sezione di *Stripping* e viene in contatto con il vapore surriscaldato che fluisce attraverso i piatti verso l'alto. La parte più leggera della fase liquida è vaporizzata ed entra nella zona di flash con il vapore.

Il residuo atmosferico dal fondo della C-10101 è trasferito tramite P-10109 e sotto controllo di livello alla sezione *Vacuum*.

La fase vapore in uscita dalla zona di flash entra sul piatto n. 7 dove viene in contatto con il liquido discendente. I vapori sono raffreddati in tre *Pumparound* per garantire che i tagli intermedi raggiungano la corretta temperatura di testa.

I composti altobollenti della fase vapore condensano mentre i composti leggeri del liquido vaporizzano e quindi entrambi le fasi cambiano composizione; il processo si ripete su ciascun piatto della colonna.

Una parte del liquido spillato dal piatto n. 17 è alimentato allo Stripper Gasoli C-10103 sul piatto n. 7; la portata di gasolio spillata è controllata tramite il controllore di livello LIC-022. Nello stripper è alimentato sotto controllo di portata (FIC-049) vapore surriscaldato proveniente dal forno F-10101.

Il gasolio in uscita stripper viene trasferito via pompa P-10108 negli scambiatori di preriscaldamento grezzo (lato mantello) E-10111A/B, E-10109 A/B, E-10111 A/B prima del raffreddamento finale nell'*air fin* E-10152.

La portata di gasolio è controllata attraverso il regolatore FIC-086 dopo aver attraversato il *Coalescer* V-10109. L'acqua separata è inviata al *Sour Water Stripper* sotto controllo di livello.

Gli idrocarburi strippati dalla testa del C-10103 sono inviati alla colonna C-10101 al di sotto del piatto n. 22.

Il *Pumparound* di fondo C-10101, in uscita dal piatto n. 16, è trasferito attraverso la pompa -10107 e raffreddato nello scambiatore E-10115 (lato tubi) e negli E-10112 A-D lato mantello. La temperatura del *Pumparound* di fondo è controllata dal regolatore TIC- 018. Il regolatore FIC-045 controlla la portata del *Pumparound* in cascata con l'indicatore di temperatura TI-107 del piatto n. 22.

Una parte del liquido in uscita dal piatto n. 34 è alimentato allo Stripper kerosene C-10102. La portata di kerosene è controllata attraverso il regolatore di livello C-10102. Il *duty* termico al ribollitore è fornito dal *Pumparound* atmosferico nello scambiatore E-10115.

La pompa P-10106 invia il kerosene strippato agli scambiatori E-10108 e E-10101 (lato mantello) dove il kerosene viene raffreddato a spese del grezzo di carica; il raffreddamento finale avviene nello scambiatore ad acqua E-10119.

Gli idrocarburi strippati dalla testa dello stripper C-10102 sono inviati al piatto n. 39 della C-10101.

Una parte del liquido in uscita dal piatto n. 34 costituisce il "*Medium Pumparound*". Tale corrente, trasferita attraverso la P-10105, è raffreddata in E-10118 (lato tubi), E-10119 (lato tubi), E-10127 (lato tubi), E-10107 (lato mantello) e E-10106 (lato mantello). La temperatura del *Medium Pumparound* è controllata dal TIC-014, mentre la portata è controllata dal regolatore FIC-043 in cascata con l'indicatore di temperatura del piatto n. 39 TI-105.

Il liquido spillato dal piatto n. 46 costituisce il *Pumparound* di testa. Tale corrente è inviata con la pompa P-101014 negli scambiatori E-10102 A-D dove preriscalda il grezzo. La temperatura del *Pumparound* di testa è controllata dal TIC-017 mentre la portata dal regolatore FIC-040.

I vapori di idrocarburi in uscita dalla Colonna Atmosferica a circa 135 °C e 1,4 barg sono condensati negli air-fin E-10153 A-D. Nella Vapor line, a monte dei condensatori, sono iniettati Neutralizzanti, Filmanti e Inibitori di Corrosione.

La temperatura è controllata dal TIC-032. La corrente di testa condensata è inviata a 60°C al ricevitore V-10105, dove vengono separate la fase idrocarburica e la fase acquosa.

L'acqua accumulata in V-10105 è trasferita con la pompa -10113 sotto controllo di livello (LIC-030) all'unità *Sour Water Stripper* o al Ricevitore del *Desalter* V-10103.

La pompa della *naphtha* non stabilizzata P-10110 alimenta le code leggere dell'unità sotto controllo di livello (LIC-029).

La pressione di testa della colonna C-10101 è controllata tramite un controllore *split range*, PIC-040, che sfiata gli off-gas in caso di incremento di pressione e immette *fuel gas* in caso di depressione.

5.5.4 Sezione Debutanizzatore e Nafta Splitter

La nafta non stabilizzata pompata da P-10110 è riscaldata negli scambiatori E-10120A/B lato tubi (il calore è fornito con nafta pesante dal fondo del *Naphtha Splitter* C-10105) e nel E-10121 lato tibi (calore fornito da nafta stabilizzata dal fondo di C-10104). La nafta non stabilizzata raggiunge una temperatura di circa 130°C prima di entrare nello Stabilizzatore (*Naphtha Stabilizer*) C-10104. L'OVHD è condensato parzialmente nello scambiatore ad aria E-10154 e nello scambiatore ad acqua E-10123. A circa 40°C di temperatura e 6,0 barg il liquido parzialmente condensato entra nell'accumulatore di testa V-10106.

La pressione della C-10104 è controllata tramite un controllore *split range*, PIC-046, che sfiata, in caso di innalzamento di pressione, gli off-gas al *lavaggio amminico* tramite PV-046B, mentre apre il by-pass del condensatore (PV-040A) in caso di depressione.

Una parte dell'LPG è reflussata nella torre sotto controllo di portata FIC-071 in cascata con la temperatura del piatto n. 37 (TIC 054).

Il *duty* termico è fornito dalla corrente "*Atmosferic Medium Pumparound*" nel ribollitore E-10118 sotto controllo di temperatura TIC-041.

La nafta stabilizzata, il cui flusso è controllato tramite FIC-068 in cascata con LIC-031(C-10104 livello di fondo), fornisce calore all'alimentazione stabilizzatore (E-10121) prima di raggiungere il *Naphtha Splitter* C-10105. La temperatura in ingresso a C-10105 è controllata tramite TIC-034 by-passando lo scambiatore E-10121.

La C-10105 divide la nafta stabilizzata in una porzione più leggera (nafta leggera – 95% vol ASTM D-86 a 95°C) e una più pesante (nafta pesante).

Il prodotto di testa del C-10105 è sottoraffreddato nello scambiatore ad acqua E-10124 a circa 50°C prima di raggiungere il ricevitore di testa V-10111.

La pressione di testa di C-10105 (0,9 barg) è controllata tramite il controllore PIC-047.

Una parte della nafta leggera è reflussata nella torre sotto controllo di portata FIC-067 in cascata con la temperatura del piatto n. 17 (TIC-53). La portata di nafta leggera è controllata attraverso LIC-043 (livello V-10111) e raffreddata ad una temperatura di 35°C nello scambiatore ad acqua E-10129.

Il *duty* termico è fornito dalla corrente "*Atmosferic Medium Pumparound*" nel ribollitore E-10119, sotto controllo di temperatura TIC-042.

La nafta pesante, controllata tramite LIC-042 (livello fondo C-10105) dopo essere stato pompato da P-0111 fornisce calore all'alimentazione stabilizzatore (E.10120A/B) prima di raggiungere lo scambiatore ad acqua E-10122 dove la nafta pesante è raffreddata alla temperatura di 35°C.

5.5.5 *Sezione di Distillazione Sotto Vuoto*

Il prodotto di fondo della Colonna Atmosferica è pompato dalla P-10109 nel Forno *Vacuum* F-10201 sotto controllo di flusso tramite FIC-401.

FIC-401 resetta i quattro controllori di flusso del forno F-10201, FIC-402,403,408,409, che simultaneamente agiscono sulle rispettive valvole di controllo.

I quattro flussi di Residuo Atmosferico passano attraverso le zone convettiva e radiante del riscaldatore, dove vengono riscaldate e parzialmente vaporizzate. I flussi in fase mista in uscita dal forno si combinano e fluiscono attraverso la linea di trasferimento alla zona di flash della colonna sottovuoto C-10201.

La temperatura in uscita dal forno è controllata da TIC-401 che resetta i controllori di pressione del combustibile PIC-402. Un analizzatore in continuo di ossigeno, AIT-003, installato sul camino garantisce un miglior controllo della combustione nel forno.

Il vapore a bassa pressione fluisce attraverso il serpentino nella sezione convettiva del forno F-10201 ed è surriscaldato a 350°C ed è poi inviato nella colonna a vuoto sotto il piatto no.1 della sezione di strippaggio sotto controllo di flusso per rimuovere i componenti leggeri.

Il vapore a media pressione viene iniettato in ognuno dei quattro passaggi del forno. Il liquido che abbandona la zona di flash scende attraverso i 6 piatti a valvole nella zona di strippaggio e viene in contatto con il vapore di strippaggio che fluisce verso l'alto. Una parte della frazione leggera del liquido viene vaporizzata ed entra nella zona di flash con il vapore.

La pressione della zona di flash della colonna sottovuoto è controllata da PIC-419 che agisce su PV-419 regolando il flusso di spillamento dagli eiettori.

Il liquido strippato si raccoglie alla base di C-10201 e viene pompato da P-10201 allo scambiatore E-10114A/B (lato tubi) fornendo il preriscaldamento finale al grezzo a monte del forno della colonna atmosferica F-10201.

Una parte del residuo *Vacuum* a valle di E-10114A/B viene rimandato nella torre a vuoto C-10201 come mezzo di raffreddamento sotto controllo di portata (FIC-436). La parte rimanente di residuo prodotto genera vapore MP e LP rispettivamente nei Kettle E-10202 e E-10203. Alla temperatura di circa 175°C, il residuo fluisce nello scambiatore E-10204 lato tubi preriscaldando la BFW usata per generare vapore nei Kettle E-10202 e E-10203.

Il residuo della colonna a vuoto è infine raffreddato fino a 120°C nello scambiatore ad aria E-10253; la temperatura è controllata in parallelo tra TV-164B (bypass E-10253) e TV-164A (E-10253 uscita).

La portata del residuo è controllata dal controllo di flusso FIC-456 in cascata con il livello del liquido sul fondo della torre a vuoto (LIC-009).

Il liquido dal piatto n°7 è pompato da P-10204 e riflussato nella zona di flash della torre a vuoto.

I vapori uscenti dalla zona di flash della torre a vuoto sono raffreddati da due *Pumparounds* (HVGO e LVGO *Pumparound*) per consentire la condensazione dei tagli laterali. Il calore ed il trasferimento del materiale sono garantiti da quattro letti di riempimento strutturato.

Tutto il liquido dal piatto n. 9 è estratto dalla pompa P-10203. Parte del liquido viene riflussato alla colonna a vuoto sulla parte superiore del letto di riempimento n°1, con controllo di flusso FIC-438 che agisce sulla FV-438. Il riflusso viene filtrato nel S-10206A/B prima di entrare nella colonna minimizzando il *plugging* nel bocchello di spray. La caduta di pressione attraverso i filtri è segnalata dal PDI-422.

L'altra parte del flusso di mandata delle P-102003 costituisce il "HVGO *Pumparound*" e passa attraverso fogli scambiatori E-10113A-F (lato mantello) e E-10110A-D (lato mantello) fornendo calore al grezzo nell'ultima sezione di preriscaldamento.

A valle dello scambiatore E-10110A-D una parte dell' HVGO viene riflussata alla torre a vuoto con controllo di flusso FIC-433. Il riflusso dell'HVGO è filtrato nello S-10205A/B prima di entrare nella colonna minimizzando il *plugging* nel bocchello di spray. La caduta di pressione attraverso i filtri è segnalata dal PDI-417.

La rimanente parte di HVGO è inviata agli scambiatori E-10104A/B lato mantello e E-10132 lato mantello fornendo calore all'olio grezzo nella prima sezione di preriscaldamento. L'HVGO è infine mandato a stoccaggio a circa 80°C con un controllo di flusso (FIC-006) in cascata con il regolatore del livello del piatto n. 9 LIC-406.

Tutto il liquido dal piatto n. 11 è estratto dalla pompa P-10202. Parte di questo liquido viene riflussato alla colonna a vuoto (*Reflux LVGO*) sulla parte superiore del riempimento n. 3 con un controllo di flusso FIC-430 che agisce sulla FV-430. Il riflusso è filtrato nello S-10204A/B prima di entrare nella colonna minimizzando il *plugging* nel bocchello di spray. La caduta di pressione attraverso i filtri è segnalata dal PDI-415.

L'altra parte della mandata P-10202 costituisce il "LVGO *Pumparound*" e passa attraverso gli scambiatori E-10105 lato mantello dando calore al grezzo dissalato, E-10133 scaldando la nafta che viene dall'unità HDS, E-10201 lato tubi scaldando la acqua dissalata che proviene dal serbatoio V-10103, e E-10131 lato mantello fornendo calore all'olio grezzo nella prima sezione del treno di preriscaldamento.

A valle di E-10131 una parte di LVGO è rinviato nella torre di a vuoto con un controllo di flusso FIC-437. L'LVGO è sottoposto a filtrazione nel S-10203A/B prima di entrare nella colonna minimizzando il *plugging* nel bocchello di spray. La caduta di pressione attraverso i filtri è segnalata dal PDI-421. La temperatura è controllata da TIC-166 che lavora in parallelo con TV-166A e TV-166B.

L'LVGO rimanente è raffreddato a 50°C nello scambiatore ad aria E-10252. La portata di LVGO è controllata da un regolatore di flusso (FIC-085) in cascata con il regolatore del livello del piatto n. 11.

I vapori in uscita dalla testa della colonna a vuoto sono indirizzati verso il Sistema di Eiettori (*Vacuum Ejector System*).

Neutralizzanti, Filmanti e inibitori di corrosione possono essere iniettati nella linea dei vapori di testa.

L'acqua di raffreddamento attraversa i tubi dei precondensatori E-10254 A-C per condensare una parte dei vapori entranti nel Sistema vuoto. Il liquido in uscita da E-10254A-C viene inviato al V-10251, separatore di condensa del Sistema Vuoto.

Gli eiettori EJ-10251A/B/C (tre in parallelo, ognuno progettato al 50 % del carico totale, due in marcia e uno di scorta) aspirano da E-10254A-C e scaricano vapori verso lo scambiatore E-1255A lato mantello, dove è utilizzata acqua di raffreddamento per condensare i vapori entranti. Il condensato di E-12055A è inviato al V-10251

Gli eiettori EJ-10251D/E/F (tre in parallelo, ognuno progettato al 50 % del carico totale, due in marcia e uno di scorta) aspirano da E-10255A-C e scaricano vapori verso lo scambiatore E-10255B lato mantello, dove è utilizzata acqua di raffreddamento per condensare i vapori entranti. Il condensato di E-12055B è inviato al V-10251

Gli eiettori EJ-10251G/H/I (tre in parallelo, ognuno progettato per il 50% del carico, due in funzione e uno di scorta) aspirano da E-10255 B e scaricano vapori a E-10255B, dove l'acqua di raffreddamento è usata per condensare i vapori entranti. Il condensato da E-10255B è inviato a V-10251. Il vapore a media pressione viene usato come fluido motore per tutti gli eiettori.

I gas non condensabili in uscita da E-10255C si combinano con i vapori da V-10251 nel loro percorso verso V-10201 " *Waste Gas K.O. Drum*". Parte dei vapori possono essere riciclati in testa alla torre *Vacuum*. La pressione di testa *Vacuum* è regolata da PV-419, azionato dal PIC-419.

I gas non condensabili in uscita da V-10201 vengono bruciati nel forno *Vacuum* F-10201.

In caso di alta pressione il PIC-431 devierà il flusso del gas da V-10201 alla torcia. La valvola XV-425 collocata sulla linea dei *waste gas* al forno F-10201 devia i gas di scarico a torcia nel caso che il sistema di blocco del forno F-10201 venga attivato.

Il flusso continuo di acqua di tenuta da V-10201 è inviato al V-10251.

Il vapore condensato e la fase idrocarburi dal sistema eiettori a vuoto raccolti in V-10251, dove la parte idrocarburi (chiamata *Light Vacuum Slops Oil*) viene separata dall'acqua.

L'acqua acida raccolta in V-10251 viene pompata da P-10205, pompa del *Vacuum System Sour Water*, al collettore dell'acqua acida regolazione del livello tramite LIC-018.

5.5.6 *Iniezione di Inibitori di Corrosione*

Un film formante un inibitore di corrosione viene usato per proteggere il sistema di testa della Colonna Atmosferica (*Topping*), il sistema di testa della Colonna a vuoto ed il sistema di testa della colonna di debutanizzazione.

L'inibitore viene normalmente iniettato per un tenore di 10ppm rispetto alla portata dei vapori; ovviamente l'inibitore dovrebbe essere iniettato in quantità doppia per i primi 7 giorni d'esercizio.

Le pompe d'iniezione dell'inibitore di corrosione P-10114 trasportano l'inibitore di corrosione a bassa pressione nei punti di diluizione ed iniezione. L'inibitore di corrosione diluito fluisce nella linea vapori della Colonna Atmosferica e della Colonna a vuoto. La pompa di dosaggio è equipaggiata con regolazione di portata.

La pompa P-10115 trasporta l'inibitore di corrosione al relativo punto di mixing dei flussi di diluizione.

L'inibitore di corrosione diluito fluisce quindi nella vapor line della colonna di Debutanizzazione.

L'inibitore "si spalma" sulla superficie da proteggere, ed è quindi necessario un alto quantitativo iniziale. Una volta che si forma il film, l'inibitore va

aggiunto solamente con un piccolo eccesso necessario a mantenere il film, motivo per cui il quantitativo può essere diminuito.

5.5.7 *Iniezione d'Ammoniaca*

Viene stimato che 0,4 kg di ammoniaca liquida anidra siano necessari per neutralizzare gli acidi presenti e formati per 1000 barili di grezzo lavorati.

Sono usate cisterne con 23 m³ di ammoniaca di capacità.

I vapori di ammoniaca si suddividono in due flussi distinti. Il primo, misurato da FI-315, entra nella linea vapori della Colonna Atmosferica mentre il secondo, misurato localmente da FI-314, entra nella linea vapori della colonna a vuoto.

L'acqua acida che esce dal V01013 e dal separatore di Condensa del Sistema Vuoto viene periodicamente controllata per quello che riguarda il contenuto in ferro ed il pH al fine di regolare il tasso di iniezione di ammoniaca richiesto.

5.5.8 *Iniezione della Soda Caustica*

Soda caustica (10° Bè) in soluzione viene iniettata nel grezzo a monte dell'ingresso E-10101 (misurato da FI-143) e nel grezzo dissalato prima dell'ingresso in E-10105 (misurato localmente da FI-142) con una portata rispettivamente di 440 l/h e 370 l/h.

La pompa di iniezione caustica P-10116 estrae da T-10101, il serbatoio della soluzione caustica, dotato di un agitatore. Il serbatoio atmosferico riceve da un deposito la soluzione che deve essere diluita aggiungendo acqua dissalata.

5.5.9 *Iniezione di Demulsionante*

Un'emulsione stabile di olio e acqua può essere separata con l'uso di un agente in grado di rompere l'emulsione, la cui portata dipende dalla natura dell'emulsione.

La pompa aspira dal *tank* V-10110, che inietta l'agente demulsionante nel grezzo all'ingresso dello scambiatore E-10101, misurato da FI-011.

5.5.10 *Iniezione di Olio/Fuel Gas*

Un sistema di iniezione di gas combustibile (che include misuratori locali di portata sulle singole linee di iniezione) è attrezzato per la pulizia e lo spurgo lungo l'unità all'occorrenza.

In funzione dell'applicazione, l'olio può essere fornito per il medesimo scopo. Le linee di approvvigionamento sono dotate di dischi calibri da 1,5 mm.

5.5.11

Sistema di Preriscaldamento dell'Aria

Lo scopo del sistema di preriscaldamento aria è quello di aumentare l'efficienza termica e, di conseguenza, di ridurre il consumo (di olio e/o di gas) nel forno del grezzo.

L'aria viene inviata al forno del grezzo dal ventilatore K-10101 e i gas esausti sono inviati al camino tramite ventola aspirante, K-10102.

Tutte le ventole sono dotate di un motore elettrico. L'aria inviata al forno è preriscaldata nello scambiatore E-10141 dai gas caldi in uscita dalla sezione convettiva del forno. Il rendimento termico del forno risulta superiore al 90%. Nello scambiatore E-10141 l'aria è scaldata fino a circa 266°C prima di entrare nel *firebox* del forno tramite scambio di calore con i gas caldi in uscita dalla sezione convettiva del forno del grezzo, F-10101. Lo scambiatore è dotato di un by-pass per controllare la temperatura in uscita dei gas caldi.

Una volta raffreddati, i gas combusti sono aspirati dalla ventola K-10102 e inviati al camino per essere scaricati in atmosfera.

E' da precisare che la temperatura dell'aria ai bruciatori, segnalata da TI-180, non dovrebbe superare i 291°C e la temperatura dei gas combusti all'uscita di E-10141, monitorata da TI-181, non dovrebbe mai scendere sotto i 135°C.

La camera di combustione di F-10101 è tenuta sotto costante tiraggio dal PIC-064, collocato nel condotto dei gas combusti subito prima dell'ingresso di E-10141, che attiva le PV-064°/B collocate sulla linea di aspirazione delle ventole.

L'eccesso d'aria deve essere mantenuto attorno al 10% e la percentuale d'ossigeno contenuta nei gas combusti, misurata dall'analizzatore in continuo, a circa il 2,5%.

5.5.12

Sistema di Scarico

L'unità è dotata di un sistema di scarico comune alle altre unità del complesso, questa struttura è identificata come Unità 10800 e raccoglie tutti gli scarichi delle valvole di sicurezza delle unità che non possono essere mandate direttamente in atmosfera.

Forni

F-10101	Forno Colonna Atmosferica
F-10201	Forno Colonna a Vuoto

Colonne

C-10101	Colonna Atmosferica
C-10102	Colonna di strippaggio Cherosene
C-10103	Colonna di strippaggio Gasolio
C-10104	Stabilizzatore Nafta
C-10105	Nafta <i>Splitter</i>
C-10106	LPG <i>Splitter</i>
C-10201	Colonna a vuoto

Vessels

V-10101	Dissalatore primo stadio
V-10102	Dissalatore secondo stadio
V-10103	<i>Drum</i> dell'acqua dissalata
V-10104	<i>Flash Drum</i>
V-10105	Ricevitore di testa Colonna Atmosferica
V-10106	Ricevitore testa stabilizzatore nafta
V-10107	<i>Drum</i> dell'inibitore di corrosione
V-10109	<i>Coalescer</i> del gasolio
V-10110	Demulsionatore
V-10111	Ricevitore di testa del nafta <i>splitter</i>
V-10112	Ricevitore di testa del GPL <i>splitter</i>
V-10114	Dreno chiuso
V-10201	<i>K.O. drum</i> dei gas di scarico
V-10202	<i>K.O. drum</i> del gas combustibile
V-10203	<i>Drum</i> dello scarico vapore

Serbatoi

T-10101	Soluzione caustica con mixer
---------	------------------------------

Scambiatori di Calore

E-10101	Grezzo / Cherosene
E-10102A/B/C/D	Grezzo / TPA atmosferico
E-10103A/B	Grezzo / Gasolio pesante <i>Vacuum</i>
E-10104A/B	Grezzo / Gasolio
E-10105	Grezzo dissalato / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10106A/B	Grezzo dissalato / MPA atmosferico
E-10107A/B	Grezzo / MPA atmosferico
E-10108	Grezzo / Cherosene
E-10109A/B	Grezzo / Gasolio
E-10110A/B/C/D	Grezzo / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10111A/B	Grezzo / Gasolio
E-10112A/B/C/D	Grezzo / BPA atmosferico
E-10113A/B/C/D/E/F	Grezzo / Gasolio pesante <i>Vacuum</i>

E-10114A/B	Grezzo / residui <i>Vacuum</i>
E-10115	Ribollitore della colonna di stripping cherosene/PA atmosferico
E-10116	Refrigeratore cherosene
E-10117	Grezzo / residui <i>Vacuum</i>
E-10118	Ribollitore dello stabilizzatore
E-10119	Ribollitore dello <i>splitter</i>
E-10120A/B	Preriscaldatore alimentazione stabilizzatore
E-10121	Alimentazione stabilizzatore / fondo
E-10122	Refrigeratore nafta pesante
E-10123	Condensatore testa stabilizzatore
E-10124	Condensatore testa nafta <i>splitter</i>
E-10125A/B	Alimentazione LPG <i>splitter</i> / fondo
E-10126	Condensatore testa LPG <i>splitter</i>
E-10127	Ribollitore GPL <i>splitter</i>
E-10128	Refrigerante butano
E-10129	Refrigeratore nafta leggera
E-10131	Grezzo / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10132	Grezzo / Gasolio pesante <i>Vacuum</i>
E-10133	Wild nafta / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10141	Aria / Gas combust
E-10201	Dissalatore acqua / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10202	Generatore vapore MP / Residuo <i>Vacuum</i>
E-10203	Generatore vapore BFW / Residuo <i>Vacuum</i>
E-10204	MP BFW / Gasolio leggero <i>Vacuum</i>
E-10205	Refrigeratore vapore di scarico

Scambiatori ad Aria

E-10151	Acqua dissalata
E-10152	Gasolio
E-10153A/B/C/D	Testa colonna atmosferica
E-10154	Testa stabilizzatore
E-10252	Gasolio leggero da <i>Vacuum</i>
E-10253	Residuo da <i>Vacuum</i>

Pompe

P-10101A/B	Alimentazione grezzo
P-10102A/B	Dissalatore acqua 2° stadio
P-10103A/B	Grezzo
P-10104A/B	TPA Colonna Atmosferica
P-10105A/B	MPA Colonna Atmosferica
P-10106A/B	Cherosene prodotto
P-10107A/B	BPA Colonna Atmosferica
P-10108A/B	Gasolio prodotto
P-10109A/B	Residuo da colonna atmosferica
P-10110A/B	Nafta non stabilizzata
P-10112A/B	Riflusso Stabilizzatore
P-10113A/B	Acqua acida
P-10114A/B	Inibitore corrosione

P-10115A/B	Stabilizzatore inibitore di corrosione
P-10116A/B	Iniezione soda caustica
P-10117A/B	Demulsionatore
P-10118A/B	Dissalatore acqua 1° stadio
P-10119	<i>Desalter</i>
P-10120A/B	Nafta leggera
P-10122A/B	Propano
P-10123A/B	Dreno chiuso
P-10201A/B	Residuo <i>Vacuum</i>
P-10202A/B	LVGO & TPA
P-10203A/B	HVGO & BPA
P-10204A/B	<i>Slop Wax</i>
P-10205A/B	Acqua acida del sistema di vuoto
P-10206A/B	<i>Vacuum Slop</i>

Ventilatori

K-10101A/B	Ventilatore a tiraggio d'aria forzato
K-10102A/B	Ventola a tiraggio indotto

Miscellanea

S-10101	Silenziatore del vapore in F-10101
S-10102A/B	Filtro aria
S-10104	Inibitore di fiamma sui <i>vent</i> gas
S-10201	Silenziatore del vapore in F-10102
S-10202A/B	Inibitore di fiamma in F-10202
S-10203A/B	Filtro TPA Vacuum
S-10204A/B	Filtro sezione LVGO
S-10205A/B	Filtro BPA Vacuum
S-10206A/B	Filtro lavaggio HVGO
S-10208	Desurriscaldatore vapore

Packages

PK-10201	Sistema vuoto (che include le seguenti apparecchiature)
E-10254A/B/C	Precondesatori
E-10255A/B/C	Condensatori
J-10251A/B/C/D/E/F/G/H/I	Eiettori
V-10251	Separatore del condensato

5.7

BILANCI DI MATERIA ED ENERGIA

Si riportano in *Tabella 5.13* i bilanci di materia ed energia provvisori elaborati da *Snamprogetti S.p.A.*.

Per l'identificazione delle correnti è necessario riferirsi agli schemi di processo riportati in *allegato 5*

Tabella 5.13 Bilanci di Materia ed Energia - Caso Greggio "Ural"

Corrente n.	AG01	AG02	AG03	AG04	AG05	AG06	AG07
Nome							
Componente							
Portata Totale	156.190	130.108	130.108	130.108	130.108	130.108	130.108
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	280,8	267,2	267,8	202,8	169,8	132,6	50,0
Pressione bar	2,79	2,94	18,10	16,80	15,70	14,70	13,70
Entalpia Totale MMkcal/h	23,9	18,6	18,7	13,3	10,7	8,0	2,4
Tensione di Vapore bar	0,042	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040	0,040
Portata del Liquido kg/h	156.190	130.108	130.108	130.108	130.108	130.108	130.108
Densità del Liquido kg/m ³	653	679	686	736	758	782	833
Viscosità del Liquido cP	0,2	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	2,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	10,3	12,2	12,1	17,0	19,5	22,5	29,2
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,82	2,77	2,76	2,56	2,45	2,32	1,96
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	639,6	598,5	600,7	427,6	344,8	256,1	78,5
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	AG09	AG10	AGSS	AR01	AR03	AR06	BP01
Nome							
Componente							
Portata Totale	130.041	0	2.000	248.938	248.938	251.538	444.887
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	0,000	1,000	1,000	0,480	1,000
Temperatura °C	50,2	132,6	350,0	359,1	359,6	385,1	280,8
Pressione bar	10,00	10,00	3,00	3,00	13,50	0,15	2,79
Entalpia Totale MMkcal/h	2,4	8,0	1,5	50,3	50,4	62,5	68,0
Tensione di Vapore bar	0,040	0,040	0,039	0,000	0,000	0,303	0,042
Portata del Liquido kg/h	130.041	130.108	0	248.938	248.938	120.853	444.887
Densità del Liquido kg/m ³	832	782	0	756	762	821	653
Viscosità del Liquido cP	2,2	0,7	0,0	0,5	0,5	1,5	0,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	28,9	22,5	0,0	13,7	13,7	17,1	10,3
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	1,96	2,32	0,00	2,98	2,98	3,03	2,82
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	78,4	256,1	0,0	846,3	848,1	921,0	639,6
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	111	0	0	500	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	18,0	0,0	0,0	261,5	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	1,049	0,000	0,000	0,705	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0225	0,0000	0,0000	0,0104	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	2,045	0,000	0,000	2,761	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	3.169,4	0,0	0,0	1.151,4	0,0

Corrente n.	BP02	BP03	BP04	BU01	BU02	BU03	GN02
Nome							
Componente							
Portata Totale	444.887	444.887	444.887	3.139	3.138	3.138	9.545
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	281.2	265.1	236.0	102.6	74.1	40.0	45.0
Pressione bar	10.30	8.90	7.50	18.00	17.00	14.00	10.00
Entalpia Totale MMkcal/h	68.1	63.3	54.9	0.2	0.1	0.2	
Tensione di Vapore bar	0.042	0.042	0.042	4.119	4.119	4.119	7.170
Portata del Liquido kg/h	444.887	444.887	444.887	3.139	3.138	3.138	9.545
Densità del Liquido kg/m ³	657	672	696	449	499	548	710
Viscosità del Liquido cP	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.3
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	10,3	11,4	13,6	3,3	6,0	9,5	20,0
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,82	2,77	2,67	3,14	2,76	2,52	2,16
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	640,8	595,8	516,7	271,6	188,5	98,8	90,5
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	GN03	GN04	HN01	HN02	HN03	HN05	HP02
Nome							
Componente							
Portata Totale	9.545	9.545	60.669	60.669	60.658	60.658	317.602
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,912	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	45,2	151,0	152,0	152,8	80,0	35,2	257,3
Pressione bar	6,00	5,00	2,05	19,80	18,30	13,80	22,10
Entalpia Totale MMkcal/h	0,2	0,8	4,9	4,9	2,4	1,0	41,5
Tensione di Vapore bar	7,170	7,170	0,051	0,057	0,051	0,057	0,002
Portata del Liquido kg/h	9.544	8.709	60.669	60.669	60.658	60.658	317.602
Densità del Liquido kg/m ³	710	618	637	642	707	741	789
Viscosità del Liquido cP	0,3	0,2	0,2	0,2	0,3	0,5	0,9
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	20,0	10,6	12,0	11,9	18,6	23,0	18,8
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,16	2,55	2,53	2,52	2,25	2,08	2,69
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	90,4	337,6	336,1	338,9	165,1	67,5	547,4
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	12	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	14,1	70,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	3,206	10,702	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0123	0,0106	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	2,913	2,132	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	595,1	644,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	HR02	HTST	HV02	HV04	HV05	HV07	HV08
Nome							
Componente							
Portata Totale	67.561	2.600	490.164	422.602	422.602	130.409	105.001
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	306,9	221,0	306,1	306,9	263,5	182,0	182,0
Pressione bar	25,00	21,40	0,13	25,00	23,10	22,10	22,10
Entalpia Totale MMkcal/h	11,1	1,8	79,8	69,1	56,9	11,0	8,9
Tensione di Vapore bar	0,002	0,039	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Portata del Liquido kg/h	67.561	0	490.164	422.602	422.602	130.409	105.001
Densità del Liquido kg/m ³	761	0	749	761	786	831	831
Viscosità del Liquido cP	0,6	0,0	0,5	0,6	0,8	2,2	2,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	15,7	0,0	15,7	15,7	18,4	23,7	23,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,84	0,00	2,84	2,84	2,71	2,44	2,44
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	685,0	0,0	681,7	685,0	564,2	353,9	353,9
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	144	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	10,520	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0171	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	2,531	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	2.837,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	HV09	HV11	KE01	KE02	KE03	KE04	KE05
Nome							
Componente							
Portata Totale	105.001	105.006	88.776	36.500	36.500	36.500	36.500
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	127,5	80,2	196,8	238,8	239,5	174,0	44,0
Pressione bar	20,80	16,00	2,60	2,76	16,30	15,30	14,50
Entalpia Totale MMkcal/h	5,7	3,2	9,3	4,8	4,8	3,3	0,7
Tensione di Vapore bar	0,002	0,002	0,077	0,003	0,003	0,003	0,003
Portata del Liquido kg/h	105.001	105.006	88.776	36.500	36.500	36.500	36.500
Densità del Liquido kg/m ³	859	883	641	617	624	685	782
Viscosità del Liquido cP	5,2	13,6	0,2	0,2	0,2	0,3	0,8
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	27,4	30,7	11,3	9,2	9,2	14,4	25,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,22	2,01	2,63	2,75	2,75	2,52	2,03
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	226,7	126,0	437,6	545,1	547,2	374,7	77,2
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	KE07	LG01	LG02	LG032	LG04	LG05	LG06
Nome							
Componente							
Portata Totale	36.500	26.881	26.881	3.462	6.415	6.415	6.944
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,000
Temperatura °C	40,2	39,9	41,1	41,1	41,1	70,0	46,8
Pressione bar	9,00	7,00	31,20	26,00	21,00	17,80	17,70
Entalpia Totale MMkcal/h	0,6	0,6	0,7	0,1	0,1	0,1	0,7
Tensione di Vapore bar	0,003	6,678	6,583	6,310	5,945	5,945	17,649
Portata del Liquido kg/h	36.500	26.881	26.881	3.62	3.415	3.415	0
Densità del Liquido kg/m ³	783	538	541	541	538	493	0
Viscosità del Liquido cP	0,9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	26,0	8,8	8,7	8,7	8,8	5,8	0,0
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,01	2,58	2,53	2,53	2,55	2,76	0,00
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	69,0	98,4	102,2	102,2	102,1	178,5	0,0
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	163
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	52,1	42,5
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	38,026
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0101
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,457
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	412,9

Corrente n.	LG06A	LG07	LGR01	LGR02	LGR1	LGT01	LGT03
Nome							
Componente							
Portata Totale	6.944	49	13.406	13.406	23.419	27.293	27.293
Frazione Ponderale Liquido	0,993	0,000	1,000	0,150	1,000	0,000	0,990
Temperatura °C	36,3	36,3	101,4	102,0	41,1	59,8	40,0
Pressione bar	17,00	17,00	17,88	17,78	31,20	8,00	7,00
Entalpia Totale MMkcal/h	0,2	0,0	0,9	1,5	0,6	3,1	0,7
Tensione di Vapore bar	17,649	32,473	4,208	4,208	6,310	7,017	7,017
Portata del Liquido kg/h	6.894	0	13.406	2.013	23.419	0	27.025
Densità del Liquido kg/m ³	458	0	450	450	541	0	539
Viscosità del Liquido cP	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	4,4	0,0	3,3	3,3	8,7	0,0	9,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,91	0,00	3,13	3,13	2,53	0,00	2,56
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	96,3	0,0	268,1	269,8	102,2	0,0	98,9
Portata Molare del Vapore Kmol/h	1	1	0	197	0	496	6
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	39,3	39,3	0,0	57,9	0,0	55,1	47,2
Densità Vapore kg/m ³	33,468	33,468	0,000	46,782	0,000	18,703	14,245
Viscosità Vapore cP	0,0099	0,0099	0,0000	0,0109	0,0000	0,0091	0,0091
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	2,298	2,298	0,000	2,731	0,000	2,078	1,896
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	400,7	400,7	0,0	506,7	0,0	468,8	441,8

Corrente n.	LN01	LN02	LN04	LP03	LPW2	LPW3	LPC3
Nome							
Componente							
Portata Totale	52.702	52.702	29.731	97.443	6.629	6.300	329
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,000	1,000
Temperatura °C	51,2	50,6	35,0	59,4	140,3	163,8	163,8
Pressione bar	1,40	17,80	13,00	18,50	7,00	7,00	7,00
Entalpia Totale MMkcal/h	1,4	1,4	0,5	2,1	0,9	17,4	0,2
Tensione di Vapore bar	0,905	0,900	0,705	0,003	0,000	0,039	0,039
Portata del Liquido kg/h	52.702	52.702	29.731	97.443	6.629	0	329
Densità del Liquido kg/m ³	644	647	662	858	926	0	904
Viscosità del Liquido cP	0,2	0,2	0,3	5,0	0,2	0,0	0,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	15,1	15,2	16,9	30,0	51,0	0,0	45,9
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,29	2,31	2,25	1,96	4,24	0,00	4,24
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	110,0	112,6	77,1	91,3	589,6	0,0	689,1
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	350	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	18,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,678	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0147	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,295	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.767,7	0,0

Corrente n.	LR02	LV02	LV04	LV05	LV06	LV07	LV07A
Nome							
Componente							
Portata Totale	46.216	173.659	127.443	127.452	127.452	127.452	127.452
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	201,1	200,4	201,1	161,5	152,9	129,8	68,6
Pressione bar	23,00	0,11	22,60	21,90	21,00	20,10	19,40
Entalpia Totale MMkcal/h	4,6	17,0	12,6	9,6	9,0	7,3	3,3
Tensione di Vapore bar	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Portata del Liquido kg/h	46.216	173.659	127.443	127.452	127.452	127.452	127.452
Densità del Liquido kg/m ³	777	770	777	800	805	818	853
Viscosità del Liquido cP	0,7	0,7	0,7	1,1	1,2	1,6	4,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	19,6	19,6	19,6	22,4	23,0	24,7	29,3
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,53	2,54	2,53	2,39	2,36	2,27	2,00
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	412,6	409,7	412,6	314,9	294,4	240,9	109,5
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	LV10	MFSS	MP01	MP02	MP02A	MP02C	MP03
Nome							
Componente							
Portata Totale	30.010	6.000	472.929	472.929	472.929	236.464	472.929
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	50,0	350,0	196,8	197,2	182,2	170,0	167,8
Pressione bar	16,00	3,00	2,60	15,40	14,20	13,10	12,30
Entalpia Totale MMkcal/h	0,5	4,5	49,4	49,6	45,2	20,8	41,0
Tensione di Vapore bar	0,003	0,039	0,077	0,077	0,077	0,077	0,077
Portata del Liquido kg/h	30.010	0	472.929	472.929	472.929	236.464	472.929
Densità del Liquido kg/m ³	863	0	641	645	659	670	672
Viscosità del Liquido cP	6,1	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	30,7	0,0	11,3	11,3	12,6	13,6	13,8
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	1,91	0,00	2,63	2,62	2,57	2,53	2,52
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	73,1	0,0	437,6	439,1	400,1	369,1	363,4
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	333	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	1,049	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0225	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	2,045	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	3169,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	MP04	MP06	MPW1	MPW3	MPW4	MPC4	OV01
Nome							
Componente							
Portata Totale	472.929	472.929	11.213	4.584	4.361	224	103.245
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	0,000	1,000	0,000
Temperatura °C	162,5	148,0	140,0	169,0	219,4	219,4	138,0
Pressione bar	8,10	8,80	26,00	25,50	25,50	25,50	2,40
Entalpia Totale MMkcal/h	39,5	35,5	1,6	0,8	12,3	0,2	19,5
Tensione di Vapore bar	0,077	0,077	0,000	0,000	0,039	0,039	1,333
Portata del Liquido kg/h	472.929	472.929	11.213	4.584	0	224	0
Densità del Liquido kg/m ³	677	689	926	898	0	841	0
Viscosità del Liquido cP	0,2	0,3	0,2	0,2	0,0	0,1	0,0
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	14,2	15,5	51,1	44,7	0,0	33,1	0,0
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,50	2,45	4,23	4,23	0,00	4,89	0,00
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	349,9	314,0	589,6	712,2	0,0	940,1	0,0
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	242	0	1473
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	0,0	70,1
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	12,971	0,000	5,085
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0170	0,0000	0,0097
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	2,583	0,000	2,034
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	2827,3	0,0	789,7

Corrente n.	OV02	OVH5	PR02	PR03	SG	SG10	SG11
Nome							
Componente							
Portata Totale	103.245	9.467	6.894	192	283	52.702	52.702
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,000	1,000	1,000	0,000	0,000	1,000
Temperatura °C	60,0	80,0	37,7	37,7	39,9	86,4	50,0
Pressione bar	2,00	0,11	32,50	21,00	7,00	1,90	1,40
Entalpia Totale MMkcal/h	3,4	5,3	0,2	0,0	0,0	6,5	1,4
Tensione di Vapore bar	1,333	105,339	16,214	16,214	51,956	0,900	0,900
Portata del Liquido kg/h	103.241	0	6.894	192	0	0	52.702
Densità del Liquido kg/m ³	700	0	461	461	0	636	645
Viscosità del Liquido cP	0,3	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	34,2	0,0	4,3	4,3	0,0	0,0	15,3
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,42	0,00	2,85	2,85	0,00	0,00	2,31
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	136,1	0,0	99,7	99,7	0,0	0,0	110,0
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	479	0	0	6	674	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	41,4	19,7	0,0	0,0	46,9	78,2	0,0
Densità Vapore kg/m ³	3,040	0,072	0,000	0,000	14,135	5,249	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0101	0,0114	0,0000	0,0000	0,0091	0,0083	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	1,960	1,858	0,000	0,000	1,832	1,894	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	581,6	2.337,9	0,0	0,0	445,1	517,1	0,0

Corrente n.	SG12	SL01	SL04	SN01	SN02	SN03	SOAG
Nome							
Componente							
Portata Totale	0	18.607	18.607	90.410	90.400	90.400	28.081
Frazione Ponderale Liquido		1,000	1,000	1,000	1,000	0,909	0,000
Temperatura °C	50,0	362,9	363,1	169,6	148,5	138,7	276,6
Pressione bar	1,40	0,14	0,50	8,35	7,35	4,35	2,90
Entalpia Totale MMkcal/h	0,0	3,8	3,8	8,5	7,3	7,3	6,8
Tensione di Vapore bar	0,0	0,002	0,002	0,404	0,404	0,404	0,105
Portata del Liquido kg/h	0	18.607	18.607	90.410	90.400	82.212	0
Densità del Liquido kg/m ³	0	749	749	573	600	617	0
Viscosità del Liquido cP	0,0	0,7	0,7	0,1	0,1	0,2	0,0
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	0,0	14,8	14,8	7,7	9,6	10,9	0,0
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	0,00	3,03	3,03	2,68	2,58	2,53	0,00
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	0,0	849,4	849,8	393,1	337,5	310,5	0,0
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	100	257
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,8	109,3
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,444	7,196
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0095	0,0115
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,139	2,442
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	608,4	1010,4

Corrente n.	SOKE	SW	TN01	TP01	TP02	TP03	UN01
Nome							
Componente							
Portata Totale	52.276	8.944	94.285	499.544	499.544	499.544	94.285
Frazione Ponderale Liquido	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	219,4	60,7	60,7	156,2	156,5	117,0	60,7
Pressione bar	2,70	2,00	2,00	2,44	9,60	8,00	14,70
Entalpia Totale MMkcal/h	9,3	0,5	2,8	41,0	41,1	29,6	2,9
Tensione di Vapore bar	0,095	4,446	1,237	0,122	0,122	0,122	1,212
Portata del Liquido kg/h	0	8.944	94.285	499.544	499.544	499.544	94.285
Densità del Liquido kg/m ³	0	959	681	645	647	684	683
Viscosità del Liquido cP	0,0	0,3	0,3	0,2	0,2	0,3	0,3
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	0,0	32,0	17,4	12,5	12,5	16,0	17,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	0,00	4,25	2,24	2,53	2,52	2,38	2,25
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	0,0	242,6	126,0	343,5	344,6	247,7	127,6
Portata Molare del Vapore Kmol/h	383	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	136,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	9,871	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0094	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	2,321	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	745,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	UN02	UN03	UNR01	UNR02	UR02	UR03	UR04
Nome							
Componente							
Portata Totale	94.285	94.285	136.904	136.904	500.000	505.000	505.000
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	0,654	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	60,8	130,0	151,1	169,0	30,5	32,7	43,8
Pressione bar	11,40	8,16	8,30	8,20	25,20	22,60	21,60
Entalpia Totale MMkcal/h	2,9	6,6	11,4	15,8	6,8	7,4	10,0
Tensione di Vapore bar	1,212	1,212	0,591	0,591	0,231	0,289	0,289
Portata del Liquido kg/h	94.285	94.285	136.904	89.550	500.000	505.000	505.000
Densità del Liquido kg/m ³	682	610	574	574	861	860	852
Viscosità del Liquido cP	0,3	0,2	0,1	0,1	1,5	1,4	1,2
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	17,7	10,8	8,0	7,8	28,0	32,8	31,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,25	2,53	2,64	2,68	1,87	1,91	1,96
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	127,6	292,8	350,0	391,1	57,1	61,8	83,3
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	574	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	65,9	0,0	82,5	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	21,642	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0104	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	2,325	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	661,2	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	UR05	UR06	UR07	UR08	UR09	UR11	UR14
Nome							
Componente							
Portata Totale	505.000	505.000	505.000	505.000	505.000	501.281	501.252
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	60,4	70,6	114,6	126,2	136,0	135,5	134,4
Pressione bar	21,10	20,50	19,50	17,90	16,90	14,50	12,50
Entalpia Totale MMkcal/h	14,0	16,6	28,1	31,3	34,1	33,3	33,0
Tensione di Vapore bar	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,227	0,228
Portata del Liquido kg/h	505.000	505.000	505.000	505.000	505.000	501.281	501.252
Densità del Liquido kg/m ³	841	834	803	794	787	785	785
Viscosità del Liquido cP	0,9	0,8	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	30,2	29,2	25,0	23,8	22,9	19,1	19,2
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,04	2,09	2,27	2,31	2,35	2,34	2,33
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	116,4	137,3	233,2	259,6	282,5	278,4	275,8
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	UR15	UR17	UR18	UR19	UR20	UR21	UR22
Nome							
Componente							
Portata Totale	501.252	501.252	503.292	503.292	503.292	503.292	503.292
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,987	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	148,6	156,6	156,4	157,2	162,4	167,6	176,3
Pressione bar	11,00	4,00	4,00	30,50	29,40	28,70	27,60
Entalpia Totale MMkcal/h	37,1	40,0	39,3	39,7	41,3	42,8	45,3
Tensione di Vapore bar	0,289	0,289	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278
Portata del Liquido kg/h	501.252	494.682	503.292	503.292	503.292	503.292	503.292
Densità del Liquido kg/m ³	775	771	768	773	769	765	758
Viscosità del Liquido cP	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	19,1	18,2	18,0	17,9	17,5	17,1	16,4
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,38	2,40	2,41	2,40	2,42	2,44	2,47
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	309,7	327,1	327,1	330,6	343,2	355,7	377,1
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	115	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	57,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	6,606	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0109	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	2,153	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	891,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	UR23	UR24	UR25	UR26	UR27	UR29	UR33
Nome							
Componente							
Portata Totale	503.292	503.292	503.292	503.292	503.290	503.290	503.285
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,494
Temperatura °C	198,1	215,5	241,9	251,2	287,8	304,0	368,2
Pressione bar	26,50	25,50	24,40	23,40	21,75	16,00	3,00
Entalpia Totale MMkcal/h	51,9	57,3	65,7	68,7	80,9	86,4	119,7
Tensione di Vapore bar	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,278	0,317
Portata del Liquido kg/h	503.292	503.292	503.292	503.292	503.290	503.290	248.566
Densità del Liquido kg/m ³	740	724	700	690	651	628	729
Viscosità del Liquido cP	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,3
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	14,6	13,2	11,2	10,5	7,8	6,6	11,7
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,54	2,60	2,69	2,72	2,83	2,89	3,00
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	431,6	476,3	546,3	571,2	672,7	719,1	878,7
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	0	0	0	0	1654
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	154,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	9,094
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0121
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,758
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1109,9

Corrente n.	URAL	VCSS	VR00	VR02	VR04	VR05	VR05B
Nome							
Componente							
Portata Totale	500.000	5.500	112.943	148.943	112.943	112.943	36.000
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	30,0	350,0	368,5	352,6	256,7	225,0	175,0
Pressione bar	1,00	3,00	0,15	20,00	17,70	16,70	15,70
Entalpia Totale MMkcal/h	6,5	4,2	23,4	29,2	14,9	12,7	3,0
Tensione di Vapore bar	0,231	0,039	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Portata del Liquido kg/h	500.000	0	112.943	148.943	112.943	112.943	36.000
Densità del Liquido kg/m ³	858	0	845	865	908	922	945
Viscosità del Liquido cP	1,5	0,0	3,6	4,6	24,3	48,6	177,0
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	28,1	0,0	19,2	20,0	25,0	26,7	29,5
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	1,88	0,00	2,99	2,94	2,64	2,53	2,34
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	54,3	0,0	869,1	822,1	554,1	471,9	350,2
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	305	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	1,049	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0225	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	2,045	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	3169,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	VR05C	VR07	VVA1	VVH1	VVW1	VX00	WA00
Nome							
Componente							
Portata Totale	36.000	112.943	964	361	12.143	36.000	25.000
Frazione Ponderale Liquido	1,000	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	168,3	120,0	40,0	40,0	40,0	297,8	60,0
Pressione bar	14,60	13,53	1,20	1,20	1,20	18,76	26,30
Entalpia Totale MMkcal/h	2,9	6,1	0,1	0,0	0,4	5,7	1,5
Tensione di Vapore bar	0,000	0,000	3397,997	1,166	1,208	0,000	0,000
Portata del Liquido kg/h	36.000	112.943	0	361	12.143	36.000	25.000
Densità del Liquido kg/m ³	947	970	0	786	977	890	983
Viscosità del Liquido cP	214,7	1076,1	0,0	0,9	0,4	11,1	0,5
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	29,8	32,5	0,0	25,8	34,6	22,8	66,5
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	2,31	2,10	0,00	2,14	4,36	2,78	4,17
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	334,5	227,9	0,0	57,7	153,5	665,3	252,9
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	0	25	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	0,0	38,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	0,000	1,774	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0000	0,0116	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	0,000	1,471	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	0,0	351,3	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	WA02	WAT_06	WAT_3	WAT02	WAT04	WAT05	WH2
Nome							
Componente							
Portata Totale	25.000	4.000	129	20.028	23.748	23.748	361
Frazione Ponderale Liquido	1,000	0,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Temperatura °C	125	322,0	39,9	134,4	135,5	40,0	40,0
Pressione bar	25,40	13,00	7,00	12,50	14,50	13,50	16,00
Entalpia Totale MMkcal/h	3,1	2,9	0,0	2,6	3,1	0,9	0,0
Tensione di Vapore bar	0,000	0,066	6,640	0,120	0,120	1,784	1,166
Portata del Liquido kg/h	25.000	0	129	20.028	23.748	23.748	361
Densità del Liquido kg/m ³	939	0	977	890	889	992	787
Viscosità del Liquido cP	0,2	0,0	0,4	0,3	0,3	0,7	0,9
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	54,3	0,0	34,6	23,2	23,1	69,6	25,8
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	4,23	0,00	4,36	5,14	5,14	4,18	2,14
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	2.525,9	0,0	153,6	537,9	543,5	167,4	58,5
Portata Molare del Vapore Kmol/h	0	222	0	0	0	0	0
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	0,0	18,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Densità Vapore kg/m ³	0,000	4,866	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Viscosità Vapore cP	0,0000	0,0167	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	0,000	2,080	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	0,0	3085,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Corrente n.	WN02						
Nome							
Componente							
Portata Totale	7,506						
Frazione Ponderale Liquido	0,000						
Temperatura °C	155,5						
Pressione bar	3,00						
Entalpia Totale MMkcal/h	1,6						
Tensione di Vapore bar	7,840						
Portata del Liquido kg/h	0						
Densità del Liquido kg/m ³	0						
Viscosità del Liquido cP	0,0						
Tensione Superficiale del Liquido dyne/cm	0,0						
Calore Specifico del Liquido kJ/(kgx°C)	0,00						
Entalpia Specifica del Liquido Kcal/kg	0,0						
Portata Molare del Vapore Kmol/h	129						
Peso Molecolare del Vapore Kg/kmol	58,2						
Densità Vapore kg/m ³	5,020						
Viscosità Vapore cP	0,0108						
Calore Specifico del Vapore kJ/(kgx°C)	2,136						
Entalpia Specifica del Vapore Kcal/kg	868,6						

Nella *Error! Reference source not found.* seguente si riportano i consumi (provvisori) per le unità *Topping/Vacuum* elaborati da *SnamProgetti S.p.A.*.

Tabella 5.14 Consumo Utilities

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
FORNI														
F-10101	Forno Colonna Atmosferica	250	45											
F-10201	Forno Colonna a Vuoto		13	2.600										
COLONNE														
C-10101	Colonna Atmosferica				6.000									
C-10103	Colonna di Strippaggio Gasolio				2.000									
C-10201	Colonna a Vuoto				5.500									
VESSELS														
V-10101	Dissalatore 1° Stadio	32												
V-10102	Dissalatore 2° Stadio	32												
V-10103	Drum dell'Acqua Dissalata									24.000				
V-10108	Decoking Drum													

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
V-10201	K.O. drum dei Gas di Scarico										(2.000)			
V-10203	Drum dello Scarico Vapore													
	SCAMBIATORI DI ARIA													
E-10151	Acqua Dissalata	38												
E-10152	Gasolio	22												
E-10153	Testa Colonna Atmosferica	80												
E-10154	Testa Stabilizzatore	76												
E-10252	Gasolio Leggero da Vacuum	36												
E-10253	Residuo da Vacuum	51												
	GENERATORI DI VAPORE													
E-10202	Generatore Vapore MP/Residuo Vaccum			-4.370					4.600					
E-10203	Generatore Vapore BFW/Residuo Vaccum				-6.650				7.000					

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
	SCAMBIATORI DI CALORE													
E-10116	Refrigeratore Cherosen					19.000								
E-10122	Refrigeratore Nafta Pesante					295.000								
E-10123	Condensatore testa Stabilizzatore					86.300								
E-10124	Condensatore Testa Nafta Splitter					780.000								
E-10126	Condensatore Testa LPG Splitter					295.000								
E-10128	Refrigerante Butano					14.600								
E-10129	Refrigeratore Nafta Leggera					76.000								
E-10205	Refrigeratore Vapore di Scarico					8.900								
	POMPE													
P-10101 A/B	Alimentazione Grezzo	600				500								
P-10102 A/B	Dissalatore Acqua 2° Stadio	50				500								

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
P-10103 A/B	Grezzo	721				1.000								
P-10104 A/B	TPA Colonna Atmosferica	135				1.000								
P-10105 A/B	MPA Colonna Atmosferica	330				1.000								
P-10106 A/B	Cherosene Prodotto	64				1.000								
P-10107 A/B	BPA Colonna Atmosferica	173				1.500								
P-10108 A/B	Gasolio Prodotto	133				1.500								
P-10109 A/B	Residuo da Colonna Atmosferica	211				1.500								
P-10110 A/B	Nafta Non Stabilizzata	120				500								
P-10111 A/B	Nafta Pesante	96				500								
P-10112 A/B	Riflusso Stabilizzatore	122				500								
P-10113 A/B	Acqua Acida	3,5				500								
P-10114 A/B	Inibitore Corrosione	1,0				500								

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
P-10115 A/B	Stabilizzatore Inibitore di Corrosione	1,0				500								
P-10116 A/B	Iniezione Soda Caustica	1,0				500								
P-10117 A/B	Demulsionatore	1,0				500								
P-10118 A/B	Dissalatore Acqua 1° Stadio	9,5				500								
P-10119 A/B	Carica Disallatore	8,4				500								
P-10120 A/B	Nafta Leggera	81				500								
P-10122 A/B	Propano	3,0				500								
P-10123 A/B	Dreno Chiuso	3,9				500								
P-10201 A/B	Residuo Vaccum	147				1.500								
P-10202 A/B	LVGO & TPA	201				1.000								
P-10203 A/B	HVGO & BPA	654				1.500								
P-10204 A/B	Slop Wax	2,5				1.500								

Item	Descrizione	Potenza Elettrica Assorbita kW	Combustibile Bruciato MMKcal/h	Vapore		Acqua di Raffreddamento Kg/h	Condensa		Boiler Feed Water		Acqua Desalinata Kg/h	Aria Strumenti Kg/h	Aria Impianto Nm ³ /h	Azoto Nm ³ /h
				M.P. Kg/h	L.P. Kg/h		M.P. Kg/h	L.P. Kg/h	M.P. Kg/h	L.P. Kg/h				
P-10205 A/B	Acqua Acida del Sistema di Vuoto	5,1				500								
P-10206 A/B	Vacuum Slop	3,4				500								
	SISTEMA VUOTO⁽⁵⁾													
E-10254 A/B/C	Precondensatori					1.000.000								
E-10255 A/B/C	Condensatori Sistema Vuoto													
V-10106	Ricevitore Testa Stabilizzatore Nafta													
J-10101 A-F	Eiettori			4.000										
	VARIE													
	Tracciatura con Vapore													
	Illuminazione													
	Aria Strumenti												250	
TOTALE		4.498,3	58	2.230	6.850	2.597.300	0	0	11.600	0	24.000	0	250	0

L'unità di trattamento GPL (desolforazione) permette di rimuovere l'Idrogeno Solforato ed i Mercaptani dal GPL prodotto.

La capacità dell'unità è stata fissata in 10.000 kg/h.

All'unità viene richiesta la possibilità di processare in alternativa alla carica proveniente dalle nuove unità anche quella proveniente dagli impianti esistenti ed attualmente inviata all'impianto *Merox* esistente.

La tecnologia adottata è quella dell'abbattimento dello zolfo normalmente contenuto nella frazione GPL in due passaggi:

- Estrazione dell'Idrogeno Solforato mediante soluzione amminica;
- Estrazione dei mercaptani mediante soluzione alcalina (NaOH) e successiva rigenerazione della stessa all'interno dell'unità.

7.1 CAPACITÀ DELL'UNITÀ

L'unità di Desolforazione Gasoli è stata dimensionata per una capacità pari a 6.500 T/D, prevedendo una percentuale di Gasolio da cracking termico (più difficile da trattare) sino al 40%.

I principali obiettivi di *ENI Div. R&M* sono di seguito indicati:

- produzione di gasolio desolfurato di alta qualità (uso autotrazione);
- lunghezza del ciclo non inferiore ai 24 mesi;
- minimizzare i costi operativi, inclusi combustibili e Idrogeno;
- minimizzare i costi d'investimento;

Carica di Progetto

La carica è costituita da 6.500 t/d di Gasolio di cui: 3.900 t/d da *straight run* e 2.600 t/d da cracking termico;

All'interno dell'unità è prevista una sezione di lavaggio off gas a bassa pressione con servizio in comune con la nuova Unità *Topping/Vacuum* (Unità 10100/10200).

Il sistema di separazione a valle della sezione di reazione è progettato per separare i seguenti prodotti:

- gas desolfurato a bassa pressione.
- *naphtha* non stabilizzata da inviare alla stabilizzatrice dell'Unità 10100.
- gasolio desolfurato ed essiccato (prodotto) a stoccaggio.

7.2 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

La descrizione di seguito fa riferimento al Diagramma di flusso riportato in *Allegato 6*.

La corrente di alimentazione passa nei Filtri d'Alimentazione, S-2001, e di qui al *Drum* di alimentazione, D-2001. La pompa di carico, P-2001, aspira dal *Drum* di alimentazione; la mandata pompa viene preriscaldata in E-2102 con il fondo dello stripper prima che venga diviso in due correnti. Una by-passa lo scambiatore alimentazione/effluenti, E-2001, mentre l'altra corrente è miscelata con una corrente di gas ricca di idrogeno.

L'alimentazione riunita viene preriscaldata in E-2001 dai gas in uscita dal reattore prima di entrare nel forno F-2001, dove l'alimentazione è riscaldata fino alla temperatura d'ingresso del reattore.

Il reattore di desolforazione, R-2001 è un reattore a due letti con un raffreddamento di gas fra i due letti. Il reattore è riempito con il catalizzatore

Topsøe TK.573, a base di Nichel-Molibdeno che trasforma lo zolfo organico e i composti azotati in ammoniaca, in acido solfidrico ed in idrocarburi non eterociclici. Alla sommità del reattore è previsto un letto di protezione formato da catalizzatori di diversa attività e dimensione, progettato per evitare incrementi di perdite di carico.

Il flusso in uscita dal reattore è raffreddato negli scambiatori alimentazione/gas effluenti E-2001 prima di entrare nella Caldaia, E-2002, dove l'entalpia della corrente in uscita dal reattore viene utilizzata per produrre vapore. La caldaia ha anche la funzione di controllare la temperatura in ingresso al separatore a caldo, D-2002.

Il liquido prodotto dal separatore a caldo viene mandato direttamente alla colonna di stripping V-2101.

La corrente di vapore in uscita dal separatore a caldo viene raffreddata nello scambiatore E-2003 e nello scambiatore E-2005, prima di essere miscelata con l'acqua di lavaggio.

L'acqua di lavaggio viene alimentata dalla pompa P-2004, che aspira dal *Surge Drum* dell'acqua di lavaggio, D-2008. L'acqua di lavaggio viene usata allo scopo di prevenire la deposizione di sali nei tubi del refrigeratore ad aria. Il flusso combinato è raffreddato nel refrigeratore ad aria E-2004 prima di entrare nel separatore a freddo, D-2003. Il separatore D-2003 è un separatore a tre fasi nel quale vengono divisi i gas da riciclare, idrocarburi e acqua acida.

Gli idrocarburi liquidi provenienti dal separatore a freddo vengono scaldati nell'Economizzatore E-2101, prima di entrare nella colonna di stripping V-2101.

La fase vapore in uscita dal separatore a freddo D-2003 entra nell'assorbitore Ammina, V-2001, nel quale viene utilizzata un'ammina (45wt% MDEA) per rimuovere l'acido solfidrico dal sistema di riciclo gas. L'ammina viene fornita all'esterno dei limiti di batteria tramite la pompa P-2002. Da V-2001 l'ammina ricca di zolfo è rimandata all'esterno dei limiti di batteria per essere rigenerata.

L'acqua acida in arrivo da D-2003 viene inviata ai limiti batteria per essere trattata.

I gas di riciclo in uscita dallo *scrubber* vanno al compressore del gas di riciclo, C-2201. Sulla mandata del compressore C-2201, il gas è miscelato con idrogeno di *make-up* inviato dal compressore di *make-up*, C-2301. Non è previsto alcuno spurgo continuo del gas di riciclo. Il flusso combinato di gas è preriscaldato in E-2003 e poi miscelato con l'alimentazione di gasolio.

Lo Stripper V-2101 rimuove l'acido solfidrico, l'ammoniaca, i componenti leggeri e la nafta dal prodotto e regola il punto di flash del diesel. Il vapore a media pressione viene immesso in rete e/o usato nella colonna come mezzo di stripping.

Il flusso di testa dallo Stripper viene raffreddato nello scambiatore ad aria E-2105. Questo flusso raffreddato viene separato nel *Drum* del Riflusso D-2101

L'acqua proveniente da D-2101 viene mandata al *Drum* dell'acqua di lavaggio, D-2008, e, quindi, viene usata come acqua di lavaggio per gli scambiatori del flusso in uscita dal reattore. Acqua di lavaggio di *make-up* viene mandata a D-2008 da limiti batteria per mantenerne costante il livello.

Il gas acido esausto da D-2101 viene inviato all'assorbitore a bassa pressione V-2102, ove mediante soluzione amminica il gas viene desolfurato e conseguentemente inviato ai limiti di batteria per essere immesso nella rete di fuel gas di Raffineria. L'assorbitore b.p. V-2102 lavora anche i gas idrocarburici leggeri prodotti nel nuovo Topping Vacuum. L'idrocarburo liquido viene riciclato tramite P-2102 come riflusso allo Stripper, mentre la restante parte viene mandato a limite batteria sotto controllo di livello.

Il flusso di fondo Stripper viene raffreddato negli scambiatori E-2101 ed E-2102. Il prodotto viene quindi rilanciato con la pompa P-2101, prima che avvenga il raffreddamento finale nel refrigeratore ad aria E-2103 e in quello ad acqua E-2107. La temperatura da raggiungere è di 30 °C allo scopo di raggiungere le 100 wppm d'acqua nel diesel prodotto. Il prodotto raffreddato viene mandato nel separatore D-2102, per rimuovere l'acqua libera, per poi essere inviato in un essiccatore a sale, M-2101, per ottenere il livello di specifica di acqua nel diesel. Il diesel essiccato viene poi inviato a stoccaggio.

7.3

ELENCO APPARECCHIATURE

Compressori

C-2201	Compressore del gas di riciclo
C-2301A/B	Compressore del gas di <i>make-up</i>

Colonne

V-2001	Assorbitore ammina AP
V-2101	<i>Stripper</i>
V-2102	Assorbitore ammina BP

Forni

F-2001	Forno per il reattore
--------	-----------------------

Scambiatori di Calore

E-2001	Alimentazione del reattore / gas effluenti
E-2002	Caldaia di processo
E-2003	Scambiatore gas di riciclo
E-2005	Scambiatore gas di riciclo / BFW
E-2101	Economizzatore per V-2101
E-2102	Scambiatore alimentazione del reattore / prodotto
E-2107	Refrigerante finale diesel prodotto

Scambiatori ad Aria

E-2004	Refrigerante del gas di riciclo
E-2103	Refrigerante del diesel prodotto
E-2105	Refrigerante testa <i>stripper</i>

Pompe

P-2001A/B	Pompa di carico alimentazione
P-2002A/B	Pompa ammina
P-2101A/B	Pompa diesel prodotto
P-2102A/B	Pompa Riflusso <i>Stripper</i>
P-2004A/B	Pompa dell'acqua di lavaggio

Reattori

R-2001	Reattore di desolforazione
--------	----------------------------

Serbatoi

D-2001	<i>Drum</i> Alimentazione
D-2002	Separatore a caldo
D-2003	Separatore a freddo
D-2005	<i>Drum</i> del gas combustibile
D-2006	<i>Drum</i> gas di riciclo
D-2007	Gas <i>Drum</i>
D-2008	<i>Drum</i> acqua di lavaggio
D-2101	<i>Drum</i> Riflusso
D-2102	Separatore prodotto/acqua
M-2101A/B	Essiccatore a sale

Varie

S-2001A/B	Filtro alimentazione
-----------	----------------------

7.4 BILANCI DI MATERIA ED ENERGIA

I bilanci di materia ed energia provvisori elaborati da *Haldor Topsoe* sono riportati in *Allegato 7* (caso *Start of Run*).

7.5 CONSUMO UTILITIES

Nella seguente *Tabella 7.1a* si riportano i consumi stimati nel caso SOR (*Start of Run*).

Tabella 7.1 Consumo Utilities (SOR)

	Unità di Misura	Consumo (SOR)
Potenza elettrica	kW	5.111
Combustibile	Gcal/h	13
Vapore media pressione	kg/h	2.600
Acqua di raffreddamento	t/h	1.300
Acqua di lavaggio	kg/h	10.000
Boiler feed water	kg/h	10.080
Azoto (start up)	Nm ³	9.000
DMDS	tonn	46

Scopo dell'unità di Recupero Condense è il recupero del condensato di vapore di bassa pressione proveniente dai nuovi impianti l'invio dello stesso al Sistema Condense della Raffineria esistente dove, dopo eventuale trattamento, può essere riutilizzato come acqua di alimento caldaia al fine di minimizzare le perdite del sistema vapore esistente.

8.1 BASI DI PROGETTO

Il condensato LC e MC proviene solo da utilizzatori diversi dalle unità di processo, come i serpentine di vapore su apparecchiature di processo, tracciatura tubi, riscaldamento pompe e trappole vapore vengono collettati sulle reti di condensato a bassa e media pressione.

Le condizioni operative del condensato presente negli impianti sono le seguenti.

Tabella 8.1

	Pressione (barg)	Temperature (°C)
MC Condensate	3.4	147
LC Condensate	2	133

Lo schema di processo della sezione è riportato in *Allegato 8*.

I condensati a bassa pressione (LC) e a media pressione (MC) sono sottoposti ad espansione nel *vessel* V-10722 fino a condizioni leggermente superiori a quelle atmosferiche.

La fase vapore generata all'interno del recipiente V-10722 viene condensata tramite uno scambiatore ad aria – *Steam Condenser* E-10721 - e nuovamente raccolta nel recipiente.

Lo scambiatore ad aria E-10721 è stato dimensionato per una Perdita di Carico ammissibile non superiore a 0.1 bar.

Il condensato proveniente dal LC Condensate *Drum* V-10722 è quindi inviato all'unità Condensato esistente tramite due pompe – LC Condensate *Pumps* P-10721 A/B – una operativa, l'altra di riserva (2 pompe al 100%).

Le condizioni operative e di progetto delle apparecchiature presenti in questa unità sono riportate nella *Tabella* seguente.

Tabella 8.2

Sigla Apparecchiatura	Descrizione	Capacità di Progetto	Pressione Norm./Progetto (barg)	Temperatura Norm./Progetto (°C)
V-10722	Serbatoio condensa LC	Diametro: 1,2 m Lunghezza: 4,5 m	0,1/3,5 + F.V.	102/150
E-10721	Condensatore vapore	Duty progetto: 820 KW	0,1/3,5+F.V	102/150
P-10721 A/B	Pompa condensa LC	Portata progetto: 11 m ³ /h	5/6,5	100/150

Il design del sistema è basato sulle seguenti portate in ingresso all'unità.

Tabella 8.3

	MC Ton/h)	LC (Ton/h)
Trappole vapore (condensini)	2	1
Tracciature HDS, Topping/Vacuum	-	4
Riscaldamento pompe	-	2
Serpentini a vapore (V-10801 & V-10115)	-	1
Totale	2	8

Il sistema è stato progettato su queste portate di design. In condizioni operative normali non è prevista presenza di condensato MC o LC in quanto il vapore usato all'interno dei nuovi impianti (sia quello prodotto all'interno del nuovo impianto sia quello reso disponibile ai limiti di batteria) è vapore MS e LS surriscaldato.

Le condizioni operative/design del condensato inviato ai limiti di batteria dell'impianto sono quelle della rete di condensa della Raffineria esistente.

Tutte le linee delle reti di condensato a bassa devono essere coibentate e non devono presentare sacche.

8.2

DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Nel ricevitore V-10722 vengono collettate le correnti di condensato a bassa e media pressione.

Il vapore saturo che si forma nel vessel V-10722 viene condensato nello scambiatore ad aria E-10721.

La corrente liquida (condensato di recupero) è inviata, sotto controllo di livello sul V-10722, al limite di batteria per mezzo delle pompe P-10721A/B.

La pompa in *stand-by* viene automaticamente avviata su segnale di bassissima portata proveniente dal collettore comune di mandata delle pompe.

Scopo dell'unità Acqua di Raffreddamento è quello di fornire un circuito di acqua per asportare calore dalle correnti di processo.

L'unità fornisce anche la l'acqua per il raffreddamento delle macchine.

Il sistema è composto dalle seguenti apparecchiature principali:

- Torre di Raffreddamento a tiraggio indotto (costituita da tre celle di cui due operative, l'altra di riserva);
- *Chemicals* per il condizionamento del circuito dell'acqua;
- Bacino di acqua di raffreddamento;
- Stazione di pompaggio (costituita da due pompe, una operativa e l'altra di riserva);
- Circuito di distribuzione acqua di raffreddamento

9.1

BASI DI PROGETTO

Il circuito di acqua di raffreddamento è stato dimensionato in accordo alle seguenti richieste operative.

Tabella 9.1

Unità di Processo	Duty Termico (MMKcal/h)	Delta T (°C)	Duty Termico (MMKcal/h)	Delta T (°C)
	Caso Ural		Caso CPC	
Topping/Vacuuum	19.993	9,2	23.187	8,8
HDS	2,91	10	2,91	10
Sistema di raffreddamento	0,01	10	0,01	10
TOTALE	21,85	9,3	26,11	8,9

I singoli scambiatori di processo sono dimensionati per rimuovere il 110% del calore da dissipare nelle condizioni normali operative. La portata di acqua di raffreddamento ai singoli scambiatori è calcolata per il caso dimensionante.

Il circuito dell'acqua di raffreddamento è dimensionato considerando il 110% della portata operativa più gravosa per un totale di 5.400 m³/h: sono state quindi previste tre pompe da 2.700 m³/h cadauna (due in marcia ed una di riserva).

La pressione del circuito è stata calcolata in base alla portata di design.

La pressione di mandata della pompa è stata fissata a 4.5 bar.

I valori di perdite di carico considerati sono:

- Delta P max scambiatori= 0,7 bar;
- Perdite localizzate = 0,3 bar;
- Delta P max circuito = 1,6 bar;
- Pressione Torre = 1,9 bar

La progettazione della Torre di Raffreddamento è basata su una Temperatura di Bulbo Umido di 25 °C. In base a questa temperatura, la temperatura di ingresso del circuito dell'acqua di raffreddamento è stata considerata pari a 29 °C. Il salto di temperatura massimo a disposizione dei singoli scambiatori non eccede i 10 °C.

Il carico operativo della torre di raffreddamento corrisponde alla somma dei carichi operativi delle singole unità.

Il dimensionamento della Torre di Raffreddamento è stato basato sulla portata circolante di design per il massimo incremento di temperatura (10 °C). Il design della Torre di Raffreddamento risulta quindi essere 35 MMKcal/h. L'unità Acqua di Raffreddamento prevede un reintegro del circuito basato su acqua dissalata proveniente dai limiti di batteria dei nuovi impianti

9.2

TORRE DI RAFFREDDAMENTO – PACKAGE PK-10761

La torre di raffreddamento è del tipo a tiraggio indotto (onde ridurre il fenomeno della ricircolazione) a due celle (una in funzione e l'altra di riserva)

Poiché l'acqua di reintegro, derivando da una osmosi inversa, è caratterizzata da un elevato grado di purezza, è possibile impostare il calcolo della portata da spurgare, e quindi da reintegrare, considerando un numero di cicli di concentrazione pari a 5, senza correre il rischio di una precipitazione dei solidi sospesi e/o disciolti nel sistema. In questo modo si hanno indubbi benefici in risparmio di acqua (per riduzione dello spurgo) e quindi sul sistema di trattamento.

Per ottenere una stima del numero di cicli di concentrazione, è possibile impostare un calcolo di massima basato sui seguenti bilanci di materia globale e parziale (riferito alla concentrazione salina delle diverse correnti coinvolte).

$$\begin{aligned} 1) \quad & M = E + W + B \\ 2) \quad & Cm \times M = Ce \times E + Cw \times W + Cb \times B \end{aligned}$$

dove:

M =	reintegro (m ³ /h)
E =	perdite per evaporazione (m ³ /h)
W =	perdita d'acqua per trascinamento (drift losses) (m ³ /h)
B =	spurgo (m ³ /h)
Cm =	concentrazione salina nell'acqua di reintegro (g/m ³)
Ce =	concentrazione salina nella corrente evaporata (g/m ³)
Cw =	concentrazione salina dell'acqua persa per trascinamento (g/m ³)
Cb =	concentrazione salina nello spurgo (g/m ³)

Tenendo conto che il contenuto di sali nell'evaporato è praticamente nullo e che la concentrazione dell'acqua spurgata e di quella persa per trascinamento è praticamente identica (visto che provengono entrambi dallo stesso sistema) si ha:

$$1) \quad M = E + W + B$$

$$2) \quad C_m \times M = C_w \times (W + B)$$

cioè:
$$N = \frac{C_w}{C_m}$$

Il numero è definito numero di cicli di concentrazione.

Tale correlazione può essere utilizzata per il calcolo della corretta portata di acqua spurgata necessaria al mantenimento del necessario numero di cicli di concentrazione, tenendo ovviamente presenti le caratteristiche chimiche dell'acqua.

Il numero di cicli di concentrazione non dovrà essere ovviamente assunto come valore limite, ma può essere modificato in base all'esperienza o per venire incontro ad eventuali cambiamenti dell'acqua di reintegro.

Nel caso in esame le perdite di acqua per trascinamento meccanico dovuto all'aria sono state stimate nella misura dello 0,05% della portata circolante.

Le perdite per evaporazione sono calcolate in base al rapporto tra calore specifico e calore d'evaporazione. Il calore specifico dell'acqua è 4,186 kJ/(kg°C) mentre il suo calore d'evaporazione è 2.326 kJ/kg.

Il rapporto $4,186/2.326 = 0,0018/°C$ indica che si ha lo 0,18% d'evaporazione per ogni grado di raffreddamento, quindi:

$$E = 0,18 \times (HWT - CWT) = 1,8\%$$

ovvero l'1,8% della portata circolante è perso per evaporazione.

Per un dimensionamento preliminare del bacino si è considerata una capacità nominale di stoccaggio pari a 10 minuti della portata di circolazione di progetto.

Questa capacità dovrà essere verificata nella fase di ingegneria di dettaglio per tener conto di:

- Una sufficiente capacità di stoccaggio in grado di riempire il sistema di distribuzione all'avviamento consentendo, nel contempo, un buon funzionamento delle pompe di circolazione con un livello di acqua superiore al minimo;
- Una adeguata capacità di riserva nel caso di interruzione dell'alimentazione dell'acqua di reintegro;

- Una sufficiente riserva di acqua in grado di compensare l'innalzamento della temperatura di bulbo umido oltre il valore di progetto durante i mesi estivi.

Nonostante l'elevata purezza dell'acqua di make-up, esiste sempre il rischio che si verifichino incrostazioni, depositi colloidali costituiti da sostanze organiche o formazione di funghi dovute a microrganismi che, grazie alle condizioni ambientali, si moltiplicano rapidamente. Si deve altresì tenere in conto che, a seguito dell'evaporazione di una parte dell'acqua, la concentrazione salina aumenta e quindi si possono formare depositi. Per controllare quindi la concentrazione dei sali e delle altre impurità si spurga lo 0,4% della portata circolante.

In base a quanto supposto, la portata complessiva di reintegro risulta essere del 2,25% della portata circolante nel circuito.

Si riportano di seguito i dati di progetto più importanti:

- Portata circolante: 5.400 m³/h;
- Perdite per Trascinamento: 0,05% della portata circolante;
- Perdite per Evaporazione: 1,8% della portata circolante;
- Portata di Blowdown (spurgo): 22 m³/h;
- Portata di make up: 122 m³/h

9.3

PACKAGE TRATTAMENTO CHIMICO -PK-10762/763/764/765

Il trattamento dell'acqua di reintegro e di circolazione delle torri di raffreddamento è richiesto per minimizzare il deterioramento e la manutenzione delle apparecchiature (incrostazioni, corrosione, crescita biologica, sporcamenti).

Oltre che con lo spurgo si cerca di ovviare a tali inconvenienti mediante trattamento chimico. Il trattamento chimico di questo circuito è fornito dai seguenti *packages*:

- *Anti foulant/dispersant metering package* (PK-10762) per il controllo di solubilità e per favorire la corretta dissoluzione dell'inibitore di corrosione nell'acqua da trattare;
- *Corrosion inhibitor metering package* (PK-10763), per inibire la corrosione;
- *Sodium Hypochlorite metering package* (PK-10764) per la protezione contro alghe e batteri;

I packages includeranno pompe dosatrici e miscelatori, filtri, controlli, serbatoi, valvole, tubi e strumenti di sicurezza, al fine di avere un sistema completamente automatico per il mantenimento della corretta concentrazione nell'acqua dei *chemicals* impiegati.

Sono stati stimati i seguenti consumi di *chemicals*.

Tabella 9.2

Tipo	Prodotto	Dosaggio consigliato	Consumo (design)
Disperdente / anti-flocculante	Nalco 8506 (Polimeri organici)	10 ppm riferiti alla portata di spurgo	3,4 kg/giorno
Inibitore di corrosione	Nalco 23262 (Fosfonato, Sodio molibdato)	200 ppm riferiti alla portata di spurgo	68 kg/giorno
Sodio Ipoclorito (14%)	-	0.2 ppm (come Cl ₂) riferito alla portata circolante	120 kg/giorno

Inoltre, al fine di garantire, durante l'avviamento dell'impianto, il primo riempimento dei serbatoi di stoccaggio dei prodotti (all'interno dei packages) e al fine di garantire la necessaria concentrazione entro il circuito di torre di raffreddamento, si sono stimate le seguenti quantità iniziali.

Tabella 9.3

Tipo	Quantità di primo riempimento
Disperdente / anti-flocculante	115 kg
Inibitore di corrosione	1.412 kg
Sodio Ipoclorito (14%)	1.862 kg

Sulla base delle densità dei prodotti considerati, si stimano necessarie per i dosaggi pompe dosatrici di portata pari a 5 l/h per tutti e tre i packages.

9.4 POMPE ACQUA DI RAFFREDDAMENTO P-10761 A/B

Le pompe di circolazione, una operativa l'altra in *stand-by*, sono del tipo centrifugo-verticale, mosse da motore elettrico e sono state progettate per la portata di 2700 m³/h (110% portata massima operativa) e prevalenza di 35 m (tale da mantenere una pressione positiva nel più alto punto del circuito).

9.5 SCAMBIATORI DI PROCESSO

Per tutti gli scambiatori all'interno delle unità di processo è richiesto un 10% di sovradimensionamento sul *Duty* termico e sulla portata. Il fattore di sporco utilizzato per l'acqua di raffreddamento è 0,0003 m² H°C/Kcal.

Le condizioni operative e di progetto delle apparecchiature presenti in questa unità sono riassunte nella *Tabella* seguente.

Tabella 9.4

Sigla Apparecchiatura	Descrizione	Capacità di progetto	Pressione Norm./Progetto (barg)	Temperatura Norm./Progetto (°C)
PK-10761	Torre di raffreddamento	40 MW	ATM	39-29/60
P-10761 A/B/C	Pompe di circolazione	2.700 m ³ /h cadauna	3,5/5,8	29/60
PK-10762	Sistema di adduzione e misura dei prodotti antifouling	Portata pompa 5l/h	-	-
PK-10763	Sistema di adduzione e misura degli inibitori di corrosione	Portata pompa 5l/h	-	-
PK-10764	Sistema di adduzione e misura di Ipoclorito di Sodio	Portata pompa 5l/h	-	-

9.6

DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Il diagramma di flusso della sezione è riportato in *Allegato 9*.

L'acqua di raffreddamento è inviata, tramite le pompe P-10761A/B/C, posizionate all'interno del bacino (S-10761), alle nuove unità di processo.

Nel caso di bassissima pressione è richiesto l'avvio della pompa in *stand-by*, mentre nel caso di un bassissimo livello nel bacino si ha il blocco delle pompe P-10761 A/B/C.

Il circuito di acqua di raffreddamento è un circuito interrato fino ai limiti di batteria delle varie unità di processo per evitare il riscaldamento delle linee dovuto all'irraggiamento solare. La distribuzione all'interno delle unità è invece prevista fuori terra.

Nella torre di Raffreddamento PK-10761 l'acqua cade per gravità, mentre l'aria sale verticalmente attraverso il riempimento. Con questa disposizione si ha l'acqua più fredda al fondo del riempimento in contatto con l'aria entrante, che è alla temperatura di bulbo umido.

Il flusso di *blowdown* delle torri è regolato in portata con allarmi di alta e di bassa riportati a DCS.

L'acqua di reintegro è prevista per far fronte alle perdite del sistema e la portata è regolata tramite controllo di livello nel bacino di raccolta. Il livello è riportato a DCS con indicazione di allarme di alto e di basso livello.

Il trattamento dell'acqua del circuito è garantito dall'uso di tre packages di prodotti chimici. Tali *packages* includeranno pompe dosatrici e miscelatori, filtri, controlli, serbatoi, valvole, tubi e strumenti di sicurezza, al fine di avere un sistema completamente automatico per il mantenimento della corretta concentrazione nell'acqua dei *chemicals* impiegati.

9.7 CONSUMO UTILITIES E CHEMICALS

I consumi stimati di *utilities* relativi alla nuova unità di processo in questione sono riassunti nella seguente *Tabella*.

Tabella 9.5

Utility	Consumo
Energia elettrica (dalla Raffineria)	650 kW
Aria Strumenti (dalla Raffineria)	7 Nm ³ /h
Acqua Desalinata (da Raffineria)	122 m ³ /h
Chemicals	Consumo
Disperdente/anti-flocculante	3,4 kg/giorno
Inibitore di corrosione	68 kg/giorno
Ipoclorito di Sodio	120 kg/giorno

9.8 CONDIZIONI AI LIMITI DI BATTERIA

Vengono riportate nella seguente *Tabella* le condizioni normali delle correnti ai limiti di batteria dell'unità Acqua di raffreddamento.

Tabella 9.6

Correnti	Condizioni Operative		Condizioni di Design	
	T (°C)	P (barg)	T (°C)	P (barg)
C.W. reintegro (BL impianto)	10/26/32	4	60	5.8
CW a distribuzione (mandata)	29	3.5	60	5.8
CW dalla distribuzione (ritorno)	39	0.9	60	5.8
CW Blowdown	39	ATM	60	ATM

Lo scopo dell'unità di trattamento acque oleose è quello di raccogliere l'acqua piovana e gli scarichi oleosi accidentali provenienti dalle aree pavimentate situate nelle nuove unità di processo. Le acque così raccolte sono inviate, previa separazione della fase oleosa, al sistema di trattamento esistente (WWTP) e quindi scaricate.

10.1

VERIFICA DELL'UNITÀ DI TRATTAMENTO EFFLUENTI

E' stata verificata la capacità del sistema esistente di trattare la quantità incrementale di carica dovuta all'inserimento delle nuove unità di processo. Sono previste tre nuove correnti di acque di scarico da inviare al trattamento esistente:

- 1) Acque accidentalmente oleose, provenienti dalle nuove aree pavimentate:
 - Portata = 60 m³/h intermittente;
 - Contenuto di oli = max 20 ppm;
 - Temperatura ambiente;
 - Pressione = 6 bar

- 2) Acqua proveniente da *Desalter* (Unità *Topping*):
 - Portata = 20,1 m³/h continua;
 - Contenuto di oli = max. 1000 ppm;
 - Temperatura = 45°C;
 - Pressione = 14 bar.

- 3) L'acqua proveniente dall'impianto di Stripper acque acide, normalmente è mandata al *Desalter* (*Topping Unit*). Nel caso però di condizioni di *upset* negli impianti, l'acqua è inviata a *Waste Water Treatment* per un breve periodo di tempo (dell'ordine della mezzora):
 - Portata = 35,6 m³/h;
 - Temperatura = 45 °C;
 - Pressione = 8,3 bar;
 - H₂S= 10 ppm (max);
 - NH₃ =50 ppm (max);

Considerando le caratteristiche delle correnti 1 e 2, la sezione esistente di trattamento biologico con biofiltri, realizzata da *Aquater*, verrebbe ad avere un sovraccarico esclusivamente di natura idraulica e non di carico organico.

La sezione di trattamento è dimensionata per una portata media di 480 m³/h ed una portata massima di 670 m³/h. La portata continua di 20,1 m³/h della corrente 2 sarebbe quindi facilmente assorbibile dal sistema.

Per quanto riguarda la portata 1 (discontinua), si sfrutta la capacità di accumulo dei serbatoi T-6001, T-6003 e T6007.

In questo modo si avrà un leggero allungamento del periodo di tempo in cui i biofiltri saranno alimentati con la portata massima, periodo di tempo che è quello necessario per smaltire il volume accumulato.

Nella corrente 3 vi è presenza di solfuri, per cui tale corrente verrà inviata alla vasca S-6096 di omogeneizzazione ed alimentazione del serbatoio di desolforazione (esistente).

In base a quanto sopra esposto, l'addizionale carico al Trattamento Acque di Scarico esistente derivante dai nuovi impianti non pregiudica la qualità di acqua in uscita dall'unità esistente quindi non è necessaria nessuna modifica dell'impianto esistente.

10.2

BASI DI PROGETTO

Il sistema è stato dimensionato facendo riferimento ai primi 10 mm di acqua piovana accumulatasi sulle aree pavimentate. Raggiunto tale livello le acque provenienti dalle aree pavimentate possono considerarsi pulite e tramite *overflow* vengono scaricate nella rete esistente della Fogna Pulita.

In base all'estensione delle aree pavimentate ed alla dislocazione delle varie unità sull'area destinata all'*upgrading*, si è stimato di prevedere tre vasche di raccolta:

- Storm water basin S-10791 (per le aree 1 e 4): 160 m³;
- Storm water basin S-10792 (per l'area 2): 85 m³;
- Storm water basin S-10793 (per le aree 3,5,6 e 7): 70 m³.

Ogni vasca è dotata di due pompe centrifughe verticali, una in funzione e l'altra di riserva, progettate per garantire l'invio delle acque oleose raccolte all'Unità Rimozione Olio PK-10791:

- P-10791 A/B (per le aree 1 e 4);
- P-10792 A/B (per l'area 2);
- P-10793 A/B (per le aree 3,5,6 e 7).

Le pompe sono progettate per una portata di progetto di 20 m³/h ed una prevalenza di 25 m.

Le acque oleose vengono inviate tramite questi tre gruppi di pompe al package di rimozione olio – *Oil Removal Package* PK-10791.

L'*Oil Removal Package* consiste in un "*Corrugated Plate Interceptor*" (CPI), dimensionato per trattare una portata di progetto di 60 m³/h di acqua oleosa riducendo il contenuto d'olio in uscita dallo stesso.

L'acqua disoleata proveniente dal CPI è inviata all'impianto di trattamento acque esistente in Raffineria tramite le pompe P-10794 A/B. Queste pompe sono state progettate per una portata di 60 m³/h e prevalenza di 60 m. La fase oleosa proveniente dal package di rimozione dell'olio PK-10791 è inviata al serbatoio esistente di *Slop Oil* tramite le pompe P-10795 A/B. Queste pompe sono progettate per una portata di 5 m³/h ed una prevalenza di 60 m.

Le condizioni operative e di progetto delle apparecchiature presenti in questa unità sono riassunte nella *Tabella* seguente.

Tabella 10.1

Sigla Apparecchiatura	Descrizione	Capacità di progetto	Pressione Norm./Progetto (barg)	Temperatura Norm./Progetto (°C)
S-10791	Vasca di raccolta Aree 1 e 4	160 m ³	AMB	AMB
S-10792	Vasca di raccolta Aree 2	85 m ³	AMB	AMB
S-10793	Vasca di raccolta Aree 3,5,6,7	70 m ³	AMB	AMB
P-10791 A/B	Pompe drenaggi acqua	20 m ³ /h	2.5/3.6	AMB/60
P-10792 A/B	Pompe drenaggi acqua	20 m ³ /h	2.5/3.6	AMB/60
P-10793 A/B	Pompe drenaggi acqua	20 m ³ /h	2.5/3.6	AMB/60
		60 m ³ /h		
		Contenuto olio:		
		- ingresso 500 ppm max		
PK-10791	Unità Rimozione Olio		ATM	AMB/60
		- uscita 40 ppm max		
P-10794 A/B	Pompe acqua disoleata	60 m ³ /h	6/7.5	AMB/60
P-10795 A/B	Pompe olio	5 m ³ /h	6/7.5	AMB/60

Per tutti i sistemi di pompaggio sono previste due pompe, una in marcia e l'altra di riserva.

10.3

DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Il diagramma di flusso della sezione è riportato in *Allegato 10*.

L'acqua piovana e gli scarichi accidentali provenienti dalle aree pavimentate sono convogliati per gravità alle vasche di raccolta S-10791/2/3.

Le pompe (*Drain Water Pumps*, P-10791/2/3 A/B) sono azionate da un segnale di alto livello proveniente dal LSH e si fermano automaticamente al segnale di basso livello inviato dal LSL.

A protezione delle pompe è installato un ulteriore interruttore di bassissimo livello (LSLL) che provoca l'arresto immediato delle pompe e segnala l'avvenuto blocco a DCS.

Un flusso acquoso superiore alla portata di progetto delle pompe (e quindi corrispondente ad un volume superiore a quello derivante dai 10 mm accumulati sulle aree pavimentate), sarà scaricato automaticamente nel sistema di raccolta acque chiare al di fuori del B.L.

Si assume, infatti, che i primi 10 mm di pioggia siano sufficienti a lavare le superfici delle aree considerate e che quindi, il flusso acquoso successivo possa essere inviato al trattamento acque (TAE).

Il livello nelle vasche è indicato a DCS con i corrispondenti allarmi di alto e di basso.

A protezione continua delle pompe si è previsto un ricircolo di minimo flusso, garantito da un “*flow orifice*” a valle del quale vi è una presa campione per analisi.

A DCS sono indicate la pressione e la temperatura allo scarico della pompa e la portata totalizzata sulla tubazione di mandata.

L’acqua oleosa entra quindi nel “CPI” (PK-10791) in cui si ha separazione delle due fasi (olio-acqua). La separazione è di tipo gravimetrico e permette il recupero dell’olio in testa al CPI, da cui è poi raccolto tramite un “*oil skimmer*” (che può essere regolato manualmente).

L’olio è quindi inviato in un serbatoio atmosferico dedicato (in cui si ha indicazione locale di livello tramite indicatore a galleggiante e indicazione remota a DCS) e pompato tramite P-10795 A/B) al serbatoio di raccolta. Le pompe lavorano sotto controllo di livello, secondo una logica “*start & stop*” rispettivamente all’alto ed al basso livello. Un’ulteriore protezione di blocco è prevista per il bassissimo livello.

L’acqua disoleata, accumulata nel CPI, è inviata tramite le pompe P-10794 A/B alla vasca del trattamento acque, già esistente in raffineria. Anche tali pompe lavorano sotto controllo di livello con logica analoga a quella usata per le P-10795 A/B. Si ha inoltre un’indicazione a DCS con relativi allarmi d’alto e basso livello.

10.4 CONSUMO UTILITY

I consumi stimati di *utilities* relativi alla nuova unità di processo in questione sono riassunti nella seguente *Tabella*.

Tabella 10.2

Utility	Consumo
Energia elettrica (da Raffineria esistente)	26 kW

Vengono riportate nella seguente *Tabella* le condizioni normali delle correnti ai limiti di batteria dell'unità di trattamento acque oleose.

Tabella 10.3

Corrente	Condizioni Operative		Condizioni di Design	
	T (°C)	P (barg)	T (°C)	P (barg)
Flusso proveniente dalle aree pavimentate (NNF)	AMB	0	AMB	AMB
Acqua disoleata inviata al WWTP	AMB	6	60	7.5
Olio a "Slop Oil Tank"	AMB	6	60	7.5

Scopo di questa unità è l'integrazione delle nuove Unità tramite il collettamento delle correnti di processo e delle *utilities* tra le nuove Unità e tra queste ultime e le Unità e Sistemi esistenti in Raffineria in modo da garantire la marcia delle nuove unità di processo minimizzando il numero di impianti/apparecchiature nuove.

L'*interconnecting* interno alle nuove Unità è stato sviluppato secondo un criterio di minimizzazione dei percorsi tubazioni e tenendo conto delle necessarie operazioni e *facilities* per il sezionamento degli impianti nel complesso.

L'*interconnecting* tra le nuove Unità e la Raffineria esistente è stato 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.

11.1

INTERCONNECTING INTERNO

L' *Interconnecting* interno è stato sviluppato secondo un criterio di minimizzazione dei percorsi tubazioni e tenendo conto delle necessarie operazioni e *facilities* per il sezionamento degli impianti nel complesso. Per quanto riguarda la distribuzione delle *utilities* presenti nei nuovi impianti, all'interno delle singole unità di processo è stato previsto:

- Valvole di sezionamento ai limiti di batteria delle unità di processo. Questo al fine di garantire la distribuzione delle *utilities* alle altre unità in caso di malfunzionamento/fermata di una unità;
- Misurazione di portata, temperatura e pressione sull'ingresso/uscita delle *utilities*.

11.2

INTERCONNECTING CON LA RAFFINERIA ESISTENTE

La carica all'unità *Topping/Vacuum* (Greggio o *start-up Gasoil*) è resa disponibile ai Limiti di Batteria dell'impianto; le pompe di carica P-10101 A/B sono localizzate al di fuori del limite di batteria.

Le seguenti correnti provenienti da unità esistenti della Raffineria vengono inviate alle unità di processo nuove per essere trattate:

- Gasolio da Visbreaking /Thermal Cracking esistente alla nuova unità Desolforazione Gasoli;
- Sour LPG da Visbreaking /Thermal Cracking esistente alla nuova unità di Trattamento GPL;
- Slop Oil da Slop Oil Area a Topping e Vacuum.

I prodotti dei nuovi impianti sono resi disponibili ai limiti di batteria nella zona degli stoccaggi; i prodotti delle nuove unità di processo sono i seguenti:

- Gas acido inviato agli impianti SRU;
- Propano;
- Butano;
- Light Naphtha;
- Heavy Naphtha;
- Kerosene;
- Gasolio Atmosferico;
- Gasolio *Vacuum* Leggero (LVGO);
- Gasolio *Vacuum* Pesante (HVGO);
- Residuo *Vacuum*;
- Gasolio desolforato (HDT *gasoil*);
- *Sweet* LPG.

Alcuni prodotti possono essere inviati a più di una unità esistente o a stoccaggio, in maniera tale da aumentare la flessibilità operativa della Raffineria nel caso di fuori servizio di una o più unità di destinazione.

Per quanto riguarda la stima del percorso tubazioni e i necessari supporti e *pipeways*, si è ipotizzato di connettersi alle strutture esistenti in area stoccaggi come indicato nella planimetria riportata in *Allegato 2*.

Per quanto riguarda la stima del percorso tubazioni e i necessari supporti e *piperacks*, si è ipotizzato di connettersi ad un *piperack* esistente localizzato tra l'isola A e l'isola servizi (tra le strade 210/211 direttrice Nord/Sud e le strade 210/211 direzione Est-Ovest) come indicato nel planimetrico 00-GB-3B-62030 – "*General Plot Plan*".

11.3

UTILITIES/OFFSITES

I nuovi impianti sono stato progettati considerando disponibili ai Limiti di Batteria della Raffineria esistente le seguenti *utilities*:

- Vapore a bassa pressione (LP);
- Vapore a media pressione (MP);

- Acqua alimento caldaia a bassa pressione (LP BFW);
- Acqua alimento caldaia Media pressione (MP BFW);
- Acqua mare (per alimento rete Antincendio);
- Acqua dissalata (prodotta da un nuovo impianto esterno allo scopo del progetto);
- Acqua Potabile;
- Fuel Gas;
- Azoto;
- Aria strumenti e servizi (prodotta da un nuovo impianto esterno allo scopo del lavoro).

Per quanto riguarda l'acqua servizi, ad oggi si è ipotizzato di utilizzare per questo servizio acqua dissalata. Durante la fase di ingegneria di dettaglio dovrà essere verificata la disponibilità di acqua servizi da parte della Raffineria esistente. Se tale disponibilità fosse confermata si utilizzerà tale acqua per un'ottimizzazione economica dell'impianto.

I nuovi impianti possono invece inviare ai Limiti di Batteria della Raffineria esistente le seguenti correnti:

- Condensato;
- Acqua da Fogna accidentalmente oleosa;
- Gas di torcia.

Per quanto riguarda la stima del percorso tubazioni per il collegamento tra le nuove unità e i servizi esistenti e i necessari supporti e *piperacks*, si è ipotizzato di connettersi ad un *piperack* esistente localizzato tra l'isola A e l'isola servizi (tra le strade 210/211 direttrice Nord/Sud e le strade 210/211 direzione Est-Ovest) come indicato nel planimetrico 00-GB-3B-62030 – “*General Plot Plan*”.

11.4

DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Il dimensionamento del sistema *Interconnecting* è basato sulle seguenti portate e condizioni di pressione/temperatura ai BL dell'impianto.

Tabella 11.1 Correnti di Processo

CARICHE	Portata	Condizioni Oper/Design	
	t / h	T (°C)	P (barg)
Grezzo	500	30	25,0
Gasolio atmosferico	135	50	5,0
VB / TC Gasolip	135	50	5,0
Sour LPG	10	45	25,0
Slop Oil	n.a.	50	25,0
PRODUZIONI			
Propano	8	34	15,5
Butano	17	40	16,0
Light Naphtha	53	35	14,0
Heavy Naphtha	85	35	12,8
Kerosene	55	40	8,0
Gasolio Atmosferico	130	50	9,0
Gasolio Vacuum Leggero (LVGO)	30	50	15,0
Gasolio Vacuum Pesante (HVGO)	105	80	15,0
Residuo Vacuum	113	120	10,0
Gasolio desolforato (HDT gasoil)	130	50	8,0
Sweet LPG	10	45	20,0
Gas acido	n.a.	45	0,8
Disulphide Oil	n.a.	45	n.a.
Acque Reflue da Desalter	20,1	45	14,0

Tabella 11.2 Utilities e Offsites

CONSUMI	Portata (1)	Condizioni Oper/Design	
	t / h	T (°C)	P (barg)
Vapore a bassa pressione (LP) Ton/h	21,9	148/215	3,4/5
Vapore a media pressione (MP) Ton/h	1,1	200/270	13,7/16
Acqua alimento caldaia a bassa pressione (LP BFW) Ton/h	0,5 HOLD	40/65	2/5,9
Acqua alimento caldaia Media pressione (MP BFW) Ton/h	19,7	140/200	24,5/37,5
Acqua mare Ton/h	330	26/60	3,4/5,7
Acqua Dissalata m3/h	n.a.	26/60	4/5
Acqua Potabile m3/h	26	7,8-9,8/11,9	60
Fuel Gas kg/h (Hp, LHV= 11778 Kcal/kg)	6750	38/65	3,4/5,2
Aria Strumenti Nm3/h	600	35/45	6,2/8
Aria Servizi Nm3/h	250	35/45	6,2/8
Azoto Nm3/h	42 (design 9000)	20/-15-100	3,4/14,7
PRODUZIONI			
Waste Water m3/h	NNF/60 (design)	AMB/60	6/7,5
Flare Gas Ton/h	NNF/477	212/350	0,7/3,5
Condensato Ton/h	10 (design)	100/120	5/6,5

I valori in *Tabella* dovranno essere confermati durante la fase di ingegneria di dettaglio.

L'*interconnecting* interno alle nuove Unità è progettato in modo tale da garantire la distribuzione di tutte le *utilities* necessarie al corretto funzionamento del processo primario.

Il progetto in esame prevede la realizzazione di nuovi serbatoi di stoccaggio per il greggio e per i prodotti finiti. Nella *Tabella 12.1* seguente si riportano le principali caratteristiche dei nuovi serbatoi previsti dal progetto:

Tabella 12.1 *Caratteristiche Nuovi Serbatoi*

Unità	Utilizzo	Capacità m ³	Tipo	Tenuta	Fondo	N°
TEC1 A	Grezzo	120.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	1
TEC1 B	Grezzo	60.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	1
TEC2 A/B/C	Nafta Acida	38.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	3
TEC3 A/B/C	Benzina auto	13.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	3
TEC 4 A/B	Gasolio 10ppm	19.000	Tetto flottante	-	Doppio fondo	2
TEC 8	TR-Tar	16.000	Tetto fisso	-	Doppio fondo	1
TEC 9	Slop	3.500	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	1
TEC 11	Desolfora ta pesante	30.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	1
TEC 12	Kero SR	15.000	Tetto flottante	Doppia	Doppio fondo	1

Come evidenziato in *Tabella 13.1* tutti i serbatoi destinati allo stoccaggio di prodotti volatili saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento del serbatoi; inoltre i serbatoi avranno doppio fondo al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.

13.1 BILANCI DI MATERIA E DI ENERGIA

13.1.1 Bilancio di Materia

Le nuove unità saranno alimentate con grezzo Ural, nella quantità di 12.000 t/g, o con grezzo CPC, per 10.000 t/g, anche miscelati.

Nella seguente *Tabella 13.1* si riportano i bilanci di materia relativi alla Raffineria esistente, nella quale è computato anche il contributo dell'impianto *Hydrocracker* in corso di autorizzazione, e della Raffineria nel nuovo assetto di lavorazione massima di progetto.

Tabella 13.1 Bilancio di Materia alla Massima Capacità

Materie Prime	Raffineria Esistente (kton/a)	Raffineria con Taranto Plus (kton/a)
<i>Carica Impianti</i>		
Grezzi	5.000	9.400
Semilavorati a lavorazione	1.500	1.600
Totale materie in lavorazione	6.500	11.000
<i>A Blending</i>		
Semilavorati a miscelazione	549	601
Totale materie prime	7.049	11.601

Le quantità trattate nei singoli impianti sono riportate nella *Tabella 13.2*, sempre riferita alla Raffineria esistente, incluso l'impianto *Hydrocracker*, e alla Raffineria nello scenario futuro.

Tabella 13.2 Capacità Produttiva dei Singoli Impianti

	Raffineria Esistente			Raffineria nel Nuovo Assetto		
	kt/a	%util	kt/g	kt/a	%util	kt/g
Topping	5.000	100	13,7	5.000	100	13,7
Topping 2 (nuovo)				4.400	100	12,3
Reforming	882	100	2,5	882	100	2,5
Desolforazione Gasoli 1 (nafta)	808	100	2,3	808	100	2,3
Desolforazione Gasoli 2	1.548	84	4,4	1.836	100	5,2
Desolforazione Gasoli 3 (nuovo)				2.541		7,3
Nuovo RHU	1.339	100	3,9	1.339	100	3,9
Hydrocracker	855	100	2,5	855	100	2,5
Visbreaking	1.291	60	3,8	2.147	100	6,4
Thermal Cracking	584	32	1,7	1.663	92	4,9
Idrogeno	23	6	0,1	35	10	0,1
Zolfo	83	47	0,2	103	58	0,3

Altri materiali utilizzati nelle nuove unità previste dal progetto sono i *chemicals* addizionati alle acque di raffreddamento circolanti nelle torri refrigeranti sopra descritte.

La *Tabella 13.3* riporta le quantità indicative di tali materiali che saranno consumate dai nuovi impianti.

Tabella 13.3 *Consumi Indicativi di Chemicals*

Tipo	Prodotto	Dosaggio (ppm)	Consumo di Progetto (kg/g)
Disperdente / anti-flocculante	Polimeri organici	10	3,4
Inibitore di corrosione	Fosfonato, Sodio molibdato	200	68
Biocida	Sodio Ipoclorito (14%)	0,2	120

Bilancio di Energia

Le nuove unità componenti il progetto hanno consumo previsto totale di *Fuel Gas* di circa 5.800 kg/h, pari a 71 MMkcal/h, e di 10,4 MW di energia elettrica.

Nella *Tabella 13.4* si riportano i consumi di *utilities* previsti dal progetto nelle singole unità produttive e ausiliarie.

Tabella 13.4 *Consumi di Utilities dei Singoli Impianti*

Unità	Combustibile (Fuel Gas) (MMkcal/h)	Energia Elettrica Assorbita (kW)
Topping & Vacuum	58,5	4.010
Trattamento GPL		26
Desolforazione Gasolio (HDS3)	8	5.111
Interconnecting		
Recupero condense		11
Acqua torre		650
Trattamento acque oleose		33
TOTALE	66,5	9.841

13.1.2 *Uso di Risorse*

Acqua

I consumi idrici dei nuovi impianti sono riportati nella *Tabella* seguente (con il segno – si indicano le produzioni).

Tabella 13.5 Consumi Idrici delle Nuove Unità Previste dal Progetto

Unità	Descrizione	Vapore		Acqua Torre di Raffreddamento kg/h	Boiler Feed Water kg/h	Acqua Dissalata	Condensa	
		M.P. kg/h	L.P. kg/h				M.P. kg/h	L.P. kg/h
10100	Topping & Vacuum	7.600	19.500	4.100.000	11.600	27.400		
10300	Trattamento GPL							
10400	Desolforazione Gasolio (HDS3)	2600		1.300.000	10.080	10.000		
10000	Interconnecting						-19.600	-8.400
10720	Recupero condense							
10760	Make-up acqua torre					122.000		
10790	Trattamento acque oleose							
TOTALE		10.200	19.500	5.400.000	21.680	159.400	--19.600	-8.400

Ai nuovi fabbisogni di acqua dolce si farà fronte con la messa a regime del "water reuse" descritto precedentemente e appositamente progettato per minimizzare il prelievo di acqua.

La messa in esercizio dei nuovi impianti non comporterà pertanto un aumento complessivo dei prelievi di Raffineria in quanto il consumo di acqua di processo e di vapore sarà bilanciato da un aumento del riciclo dell'acqua di scarico nell'impianto di trattamento acque (unica variazione sarà un modesto incremento del prelievo di acqua mare per la produzione di acqua dissalata).

ENI R&M ha infatti dimensionato gli impianti del "Water Reuse" in modo da rendere possibili maggiori ricicli di acqua all'interno della Raffineria, per ridurre i prelievi e gli scarichi idrici delle acque di processo. Tale scelta è stata effettuata proprio nella prospettiva dei nuovi interventi previsti in Raffineria, tra i quali rientra il progetto di ampliamento della capacità di lavorazione, oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale.

Per il raffreddamento dei nuovi impianti, inoltre, sarà installata una torre di raffreddamento a circuito chiuso (si veda *Capitolo 9*), per la quale, l'acqua di reintegro sarà fornita anch'essa dall'impianto *Water Reuse*.

Nella configurazione futura i fabbisogni idrici medi orari di Raffineria saranno pari a 644 m³ per l'acqua di processo e pari a 8.086 m³ per l'acqua di raffreddamento.

Le fonti di approvvigionamento saranno le seguenti:

- acqua di processo:

- acqua mare dissalata: 120 m³/h (per la cui produzione saranno necessari 160 m³/h di acqua mare);
- recupero condense 196 m³/h;
- recupero da impianto Water Reuse 328 m³/h;
- acqua di raffreddamento:
 - acqua mare: 8.086 m³/h.

Suolo e Sottosuolo

Per la realizzazione dell'ampliamento della capacità di lavorazione prevista dal progetto Taranto Plus sarà necessaria l'occupazione di circa 4,5 ettari per la realizzazione dei nuovi impianti e di circa 5,5 ettari per la realizzazione dei nuovi serbatoi e dei loro bacini di contenimento.

Queste nuove aree saranno tutte situate all'interno dell'attuale perimetro di Raffineria e, quelle che saranno occupate dai nuovi impianti, risultano ad oggi già pavimentate. Le nuove aree occupate saranno complessivamente pari a circa il 5 % della superficie totale delimitata dal perimetro di Raffineria (pari a circa 188 ettari).

Come già anticipato, in seguito alle attività di caratterizzazione del suolo e del sottosuolo svolte, la Raffineria ha richiesto e ottenuto la restituzione agli usi legittimi di alcune aree, tra cui la quasi totalità delle aree destinate alla realizzazione degli impianti previsti dal progetto oggetto del presente Studio di impatto Ambientale (conferenza dei servizi decisoria del 13 marzo 2006 presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio).

Tuttavia alcune aree di ubicazione dei nuovi impianti (rilocamento delle baie di carico ATB e 2 nuovi serbatoi), per un'estensione pari a circa 2.700 m², ricadono all'interno delle aree omogenee I1 eB interessate da operazioni di bonifica/mitigazione relativi alla matrice suolo (ed acque sotterranee). Per la realizzazione degli impianti in progetto, queste aree saranno bonificate secondo quanto previsto dal Progetto Definitivo di Bonifica (approvato nella Conferenza dei Servizi Decisoria del 19/10/2006).

Tutte le terre di scavo saranno inoltre trattate nel rispetto delle procedure ambientali vigenti in Raffineria ed in conformità a quanto dettato dal D.Lgs. 3 Aprile 2006 n. 152.

13.1.3 *Interferenze con l'Ambiente*

Emissioni in Atmosfera

Emissioni Convogliate

Nel progetto di ampliamento della capacità di lavorazione oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale è prevista la realizzazione di 3 nuovi forni che costituiranno nuove sorgenti di emissioni continue di Raffineria.

Le emissioni relative a questi nuovi forni saranno inviate al nuovo camino E11 (di altezza pari a 100 m e diametro interno di 3,3 m).

I nuovi forni bruceranno solo fuel gas, che garantirà emissioni poco significative di PTS e la limitazione delle emissioni di SO₂, in quanto contiene quantitativi ridotti di H₂S (al massimo 100 ppm di H₂S).

Anche le emissioni di NO_x saranno contenute, in quanto saranno adottati bruciatori Low NO_x sui nuovi forni.

La centrale termoelettrica *Enipower*, situata all'interno del perimetro di Raffineria, ha sviluppato parallelamente al progetto proposto nel presente Documento un progetto per la realizzazione di un Impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato da circa 240 MW_e, alimentato da gas naturale. Questo progetto di *Enipower* si configura come un intervento di rinnovo impiantistico della centrale esistente, con potenziamento e risanamento ambientale.

Il nuovo impianto di Cogenerazione a Ciclo Combinato in progetto sarà in grado di fornire alla Raffineria vapore tecnologico ed energia elettrica necessaria all'ampliamento della capacità di lavorazione oggetto del presente studio.

La sostituzione di caldaie ad olio a bassa efficienza con il ciclo combinato alimentato a gas metano e ad alto rendimento comporterà inoltre rispetto alla configurazione esistente:

- un considerevole incremento dell'efficienza della centrale nell'assetto futuro;
- un incremento dell'affidabilità nella fornitura di *utilities* (vapore ed energia elettrica) alle utenze della Raffineria;
- una consistente riduzione delle emissioni di SO₂, NO_x e polveri grazie all'utilizzo di tecnologie di combustione a bassa emissione (bruciatori DLN nei turbogas) e all'impiego come combustibile di gas naturale.

Tale progetto, in particolare, prevede una considerevole riduzione delle emissioni dal camino denominato E3 e la realizzazione di due nuovi camini, denominati A e B, di altezza pari a 60 m e diametro di 3,5 m.

Il progetto di rinnovo impiantistico della centrale elettrica di *Enipower*, pur seguendo una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale separata, va considerato come parte integrante del più ampio progetto di ristrutturazione e razionalizzazione del sito Eni di Taranto. L'analisi dello scenario emissivo futuro di Raffineria considera quindi anche l'assetto futuro della centrale *Enipower* che, grazie all'utilizzo di macchinari di ultima generazione e all'utilizzo di gas naturale come combustibile, permetterà la completa compensazione delle emissioni aggiuntive dovute all'incremento di capacità di lavorazione della Raffineria e alla realizzazione dell'impianto *hydrocracker*, attualmente già sottoposto a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

Nella seguente *Tabella 13.6* riportano quindi le caratteristiche del flusso emissivo relativo alle concentrazioni medie attese per ogni camino di

Raffineria nello scenario futuro, comprensive anche delle nuove emissioni della centrale elettrica *Enipower* (per queste ultime sono indicate le caratteristiche del flusso emissivo massimo). I valori relativi ai camini della Raffineria potranno subire variazioni nel rispetto dei limiti applicabili all'intera Raffineria in base alla normativa vigente (*Allegato I -Parte IV - Sezione 1 alla PARTE QUINTA del D. Lgs152/06*).

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

Tabella 13.6 *Caratteristiche del Flusso Emissivo Medio Annuale – Scenario Futuro*

Camino	Ore funzionamento	Portata (Nm ³ /h)	Temp. Fumi (°C)	Altezza Camino (m)	Diametro Camino (m)	Inquinanti Emessi							
						SO ₂		NO _x		CO		Polveri	
						mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h	mg/Nm ³	kg/h
E1	8.760	148.553	175	100	4,22	1.012,0	150,3	340,4	50,6	18,4	2,7	46,1	6,8
E2	8.760	230.421	180	120	5	825,4	190,2	222,2	51,2	47,6	11,0	48,6	11,2
E3*	8.760	373.320	188	100	4,02	18,0	6,7	50,0	18,7	30	11,2	tracce	tracce
E4	8.760	7.212	180	54,7	1,51	34,8	0,3	197,9	1,4	11,1	0,1	29,3	0,2
E7	8.760	1.556	210	20,1	0,38	14,7	0,02	102,7	0,2	14,7	0,0	-	-
E8	8.760	58.189	195	94	2,3	4,4	0,3	92,1	5,3	4,5	0,3	3,2	0,2
E9	8.760	110.524	200	40	2,0	28,0	3,1	10,0	1,1	25,0	2,8	4,0	0,4
E10	8.760	15.206	350	80	2,0	1.500,0	22,8	100,0	1,5	100,0	1,5	14,2	0,2
E11	8.760	85.822	400**	100	3,3	28,0	2,4	160	13,7	61,4	5,3	4,0	0,3
A*	8.760	642.138	100	60	3,5	0	0	40	25,7	30	19,3	-	-
B*	8.760	642.138	100	60	3,5	0	0	40	25,7	30	19,3	-	-
Totale							376,1		195,1		73,5		19,3
Totale anno							t/a		t/a		t/a		t/a
							3.235,6		1.095,7		206,9		170,3
							3.294,6		1.709,1		642,5		170,3

Note: Portata fumi secchi al 3% di O₂ per tutti i camini, tranne che per i camini E3, A, B per i quali sono riferite al 15% di O₂

(*) I camini E3, A, B sono interni all'area di Raffineria ma è di proprietà Enipower. Le caratteristiche del flusso emissivo ad essi relativo sono quelle massime garantite

(**) E' stato utilizzato lo scenario emissivo più conservativo, conseguente al non funzionamento degli scambiatori di recupero. In condizioni normali la temperatura di emissione risulta pari a 177 °C.

Emissioni Diffuse

Le emissioni diffuse sono costituite fondamentalmente da COV emessi per volatilizzazione dei prodotti petroliferi leggeri.

Per le emissioni diffuse da Composti Organici Volatili non metanici (COVNM) sono state individuate le seguenti tipologie:

- emissione da stoccaggio prodotti;
- emissione da caricazione prodotti;
- emissione da area impianti di processo;
- emissione da vasche impianto di trattamento effluenti (TAE).

La Raffineria, al fine di garantire un più puntuale controllo, mirato a definire un preciso piano di interventi, ha attivato un programma di monitoraggio finalizzato alla rilevazione delle emissioni diffuse (*Leak Detection*).

Le quantità complessive di emissioni diffuse sono calcolate periodicamente dalla Raffineria.

La stima viene effettuata a partire da macroindicatori quali la movimentazione dei prodotti, il greggio lavorato, i volumi di stoccaggio o da specifiche condizioni chimico-fisiche di esercizio impianti. I criteri di stima adottati sono coerenti con quanto indicato in specifici studi di organismi internazionali (EPA, API, Concawe).

Per le emissioni diffuse da Composti Organici Volatili non metanici (COVNM) sono state individuate le seguenti tipologie:

- emissione da stoccaggio prodotti;
- emissione da carica di prodotti;
- emissione da area impianti di processo;
- emissione da vasche impianto di trattamento effluenti (TAE).

In particolare, per le emissioni diffuse da stoccaggio prodotti, per i serbatoi a tetto flottante l'emissione totale (ET) per singolo serbatoio è data dalla somma delle emissioni di lavoro (EL) e delle emissioni da movimentazione (EM):

$$ET \text{ (kg/anno)} = EL + EM$$

dove

$$EL = 0,365 * K_s * 6,26^n * M_v * K_c * Dt;$$

$$EM = 0,004 * C * d * MOV/Dt;$$

in cui

K_s = coefficiente caratteristico delle tenute;

K_c = coefficiente caratteristico della tipologia di prodotto;

n = esponente tipico per le tenute;

M_v = peso molecolare della fase vapore;

Dt = diametro serbatoio (m);

C = coefficiente specifico della tipologia di prodotto;

d = coefficiente specifico della tipologia di prodotto;

MOV = movimentato anno (m^3 /anno).

Relativamente ai serbatoi di Taranto esistenti e in progetto contenenti greggio e / benzine e considerando la doppia tenuta, tali parametri diventano:

$$K_s = 0,8;$$

$K_c = 0,4$ per il greggio e 1 per la benzina;

$$n = 1,2;$$

$M_v = 50$ per il greggio e 64 per la benzina;

$C = 0,0103$ per il greggio e 0,0026 per la benzina;

$d = 850$ per il greggio e 750 per la benzina.

La *Tabella 13.7* riporta il dettaglio della stima effettuata per i nuovi serbatoi di greggio e benzina, prevista per lo scenario futuro.

Tabella 13.7 *Stima Emissioni Diffuse dai Nuovi Serbatoi*

Sigla *serbatoi*	Capacità (m ³)	Diametro (m)	Quantità movimentata (kg/anno)	Tipo tetto	EL (kg/anno)	EM (kg/anno)
T-30XX	120000	117	3435294	FR	6172,9	1028,2
T-30YY	60000	66	1717647	FR	3482,1	911,4
TEC2-A	38000	49	544749,5	FR	8272,7	86,7
TEC2-B	38000	49	544749,5	FR	8272,7	86,7
TEC2-C	38000	49	544749,5	FR	8272,7	86,7
TEC3-A	13000	43	186361,7	FR	7259,7	33,8
TEC3-B	13000	43	186361,7	FR	7259,7	33,8
TEC3-C	13000	43	186361,7	FR	7259,7	33,8
Totale					56.252,4	2.301,2

* I primi due sono serbatoi di greggio, gli altri sei sono di nafta

Ne deriva un valore di emissioni totali per i nuovi serbatoi pari a 58 t/anno. Tale dato viene moltiplicato per un fattore 0,3, ovvero 70% di riflessione totale, indicato dal *DM 107* (abrogato e sostituito dal *D.Lgs. 152/06* e suoi allegati), per tenere conto del contributo della vernice termoriflettente applicata ai nuovi serbatoi di benzina/greggio, ottenendo un totale di 18 t/anno.

Per quanto riguarda invece la stima delle emissioni diffuse dalle aree dei nuovi impianti di processo è stata ipotizzata una emissione fuggitiva (*E_p*) pari al 0,01% del totale lavorato in questi impianti. Tale percentuale considera che gli impianti da realizzare sono dotati dei più moderni sistemi di tenuta meccanica e che la Raffineria di Taranto è dotata di programmi formalizzati di monitoraggio e manutenzione mirata al contenimento delle perdite. Considerando un quantitativo lavorato annualmente dai nuovi impianti pari a 4,38 milioni di t, le emissioni diffuse da essi prodotte risulteranno annualmente pari a 438 t.

Complessivamente, sommando il contributo dei nuovi serbatoi e il contributo dei nuovi impianti, si stima quindi che con la realizzazione del progetto l'incremento delle emissioni diffuse sarà pari a 456 t/a.

Scarichi Idrici

L'acqua di processo necessaria ai nuovi impianti non produrrà un aumento delle acque di scarico in quanto il maggior fabbisogno sarà bilanciato da un corrispondente aumento del riciclo dell'acqua nell'impianto di trattamento acque.

In particolare, con la messa a regime del Water Reuse e con la realizzazione dei nuovi impianti, gli scarichi idrici in uscita dall'impianto di trattamento di *Raffineria* rimarranno pari a circa 165 m³/h (quantitativo previsto con la realizzazione del progetto *Hydrocracking*, attualmente in fase di autorizzazione). Tali acque inoltre non subiranno variazioni di tipo qualitativo rispetto allo scenario attuale.

L'unica variazione sarà dovuta all'entrata in esercizio della torre a circuito chiuso per il raffreddamento dei nuovi impianti, dalla quale saranno emessi in atmosfera circa 100 m³/h di acqua, di cui circa 97 m³/h come vapore e circa 3 m³/h come *drift* (trascinamento convettivo delle gocce).

L'acqua emessa in atmosfera dalla torre sarà acqua dissalata proveniente dall'impianto *Water Reuse* e non provocherà quindi accumulo di sali sul suolo circostante.

Rumore

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

Le specifiche *ENI SpA R&M* relative alle caratteristiche di potenza sonora delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora inferiori a 85 dB(A). Pertanto tale limite sarà rispettato anche per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto.

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 in accordo alla normativa vigente e quindi inferiore a 70 dB(A) diurni e notturni, essendo l'area in cui risulta inserita la Raffineria "esclusivamente industriale" e confinante con strade statali e linee ferroviarie.

Rifiuti

Con l'entrata in esercizio della nuova unità di desolforazione gasoli si avrà un aumento del quantitativo di catalizzatore esausto da smaltire, stimato in 235 m³ ogni 28 mesi (ciclo di vita del catalizzatore), pari quindi a circa 100 m³/anno.

Oltre allo smaltimento del catalizzatore, l'esercizio dei nuovi impianti non comporterà un aumento significativo della quantità annua di rifiuti prodotti dalla Raffineria, né una variazione apprezzabile nella composizione degli stessi.

Traffico

Con la realizzazione dell'ampliamento di capacità di lavorazione e la ristrutturazione del sistema logistico relativo al progetto *Taranto Plus*, nell'assetto futuro non si avranno variazioni degne di nota nei trasporti stradali in entrata e in uscita dalla Raffineria.

Subirà invece una significativa variazione il traffico marittimo che, nell'assetto futuro, vedrà diminuire il numero complessivo di navi per il trasporto del greggio e dei prodotti finiti nel sud Italia.

Il traffico navale ai pontili di Raffineria rimarrà sostanzialmente inalterato: come mostrato nella seguente *Tabella 13.8*, che riporta la ripartizione dei trasporti via mare in entrata e in uscita di materie prime/prodotti finiti alla capacità massima di lavorazione della Raffineria, in confronto con il caso 2005, nello scenario futuro si avrà un incremento di circa 8 navi ai pontili di Raffineria, che passeranno da 453 navi/anno a circa 461 navi/anno.

A tal proposito si sottolinea che, nonostante il significativo aumento della quantità di greggio in ingresso nel porto di Taranto, l'aumento del numero di navi per il loro trasporto sarà comunque contenuto, in quanto le navi utilizzate avranno una capacità di trasporto superiore.

Nello scenario di progetto sarà annullato il trasporto via nave di prodotti finiti in uscita dalla Raffineria di Milazzo e attualmente diretti verso il porto di Napoli, pari a circa 120 navi/anno. L'area campana, infatti, sarà approvvigionata mediante i due nuovi oleodotti di collegamento tra la Raffineria di Taranto e il nuovo deposito commerciale carburanti.

Inoltre, la fornitura di Naphta allo stabilimento Polimeri Europa di Brindisi, attualmente effettuato con circa 90 navi/anno (di cui circa il 10% proveniente da Taranto) sarà, nell'assetto futuro, totalmente realizzato mediante il nuovo oleodotto Taranto - Brindisi.

Tabella 13.8 *Trasporti Via Mare alla Capacità Produttiva*

Materiali	Portata Nave (kt)	Quantità totale (kt/anno)	Media viaggi (n/anno)	Portata Nave (kt)	Quantità totale (kt/anno)	Media viaggi (n/anno)
			<i>Caso 2005</i>	<i>Scenario futuro</i>		
<i>Trasporti in ingresso</i>						
Greggio	80	1.500	19	90	5.500	61
Residui	30	1.044	35	30	1.600	53
Nafta importazione		20	2	-	-	0
LCN	10	300	30	10	300	30
MTBE	4	155	39	4	155	39
Benzina				30	300	10
Totale in ingresso		3.019	125		7.855	193
<i>Trasporti in uscita</i>						
Greggio Val d'Agri	30	1.297	43	30	1.297	43
Shell						
V. Nafta	7	397	57	30		
Benina – Gasoli	7	740	106	7	480	69
OC export	30	954	32	30	1.079	36
OC BKR	3,5	189	54	5	420	84
Bitumi	0	140	28	5	140	28
Pitch	5	0	0	8	64	8
Cat feed	-	166	8	-	-	-
Totale in uscita		3.883	328		3.480	268
Totale (entrata + uscita)		6.902	453		11.335	461

ENI ha previsto, nell'ambito dei propri piani investimento quadriennali 2005/2008, una serie di opere di potenziamento/sviluppo dei propri assetti industriali e, tra queste, assume particolare rilevanza quella denominata *Taranto Plus - Sistema Logistico Sud*, che si articola in diversi progetti che prevedono una totale rivisitazione degli assetti di Raffinazione e di Logistica dell'ENI stessa nell'ambito del Sud Italia.

In particolare, il progetto *Taranto Plus - Sistema Logistico Sud* prevede:

- la realizzazione di un sistema di oleodotti che collegheranno la Raffineria di Taranto a un nuovo deposito commerciale carburanti, previsto in regione Campania;
- la realizzazione del nuovo deposito carburanti, da ubicare in regione Campania, in sostituzione del deposito attualmente in esercizio all'interno della cerchia urbana di Napoli e dipendente, dal punto di vista dell'approvvigionamento dei prodotti finiti, dal trasporto di navi/cisterna;
- la realizzazione di un oleodotto che collegherà la Raffineria di Taranto con il Polo Petrolchimico della Polimeri Europa di Brindisi, per approvvigionamento/trasporto di naphta.

Il progetto di modifica del sistema logistico sarà integrato al progetto di aumento della capacità di lavorazione della Raffineria di Taranto descritto nel presente studio, a cui consegnerà la produzione di un maggior volume di prodotti finiti, che verranno destinati alla commercializzazione sia nell'area della Puglia, della Basilicata e della Calabria, attualmente rifornite dalla Raffineria stessa, che nell'area della regione Campania.

Il progetto *Taranto Plus - Sistema Logistico Sud* consentirà di ottenere diversi benefici ambientali dovuti a una più razionale distribuzione dei trasporti dei prodotti finiti. Con la sua realizzazione, in particolare, l'intera produzione aggiuntiva di prodotti finiti dovuta all'aumento di capacità di lavorazione della Raffineria di Taranto oggetto dello Studio di Impatto Ambientale sarà trasportata dai nuovi oleodotti, senza gravare quindi sul traffico stradale e navale.

Con la realizzazione dei due progetti si avrà quindi:

- riduzione del traffico globale di navi nell'area mediterranea, mediante l'eliminazione totale degli attuali trasporti via mare sia di carburanti trazione verso l'area campana che di naphta verso il Polo Petrolchimico di Brindisi, a fronte di una sostanziale invarianza del traffico navale nel porto di Taranto;

- chiusura degli attuali siti di stoccaggio di prodotti carburanti ubicati oramai all'interno della cerchia urbana di Napoli, con ipotesi di riqualifica/ridestinazione urbanistica, da parte delle Autorità Pubbliche del Comune di Napoli, delle aree disponibili lasciate libere dal trasferimento del centro deposito;
- riduzione del trasporto su gomma dei prodotti in uscita dai Depositi di Napoli, con conseguente eliminazione del rischio di incidenti, con scomparsa dell'impatto sul traffico dell'area e sull'ambiente, conseguente alle emissioni inquinanti dei mezzi di trasporto;
- potenziamento della rete nazionale esistente, con garanzia di trasporto dei volumi di olio estratto nei campi nazionali della Val D'Agri, permettendo il trasporto e la distribuzione di una risorsa energetica nazionale.

Il sistema Logistico Sud del Progetto *Taranto Plus* permetterà quindi lo stoccaggio e la distribuzione di prodotti petroliferi nell'area campana che attualmente è garantito dal deposito di Napoli e consentirà una capillare commercializzazione dei prodotti carburanti nell'area campana.

Il Deposito attualmente in esercizio è situato all'interno della cerchia urbana di Napoli e dipende, dal punto di vista dell'approvvigionamento dei prodotti finiti, dal trasporto di navi cisterna.

Inoltre sarà possibile la sostituzione degli attuali siti di stoccaggio di prodotti carburanti ubicati all'interno della cerchia urbana di Napoli, con ipotesi di riqualifica/ridestinazione urbanistica, da parte delle Autorità Pubbliche del Comune di Napoli, delle aree disponibili.

Il nuovo Deposito sarà sviluppato secondo le migliori tecnologie disponibili e tecnologicamente avanzato rispetto al deposito esistente di Napoli, principalmente per quanto concerne il sistema di recupero vapori, i materiali utilizzati e la flessibilità di esercizio.

La costruzione dei due oleodotti Taranto – Regione Campania, del nuovo deposito carburanti e la costruzione del nuovo oleodotto Taranto – Brindisi sono oggetto di Studi di Impatto Ambientale specifici a cui si rimanda per informazioni di dettaglio.

15.1 ADEMPIMENTI D.LGS. 334/99

La Raffineria di Taranto è un'attività industriale a rischio di incidente rilevante, in quanto ricade nell'ambito di Applicazione dell'art. 8 del D.Lgs. 334/99.

Il Decreto del Ministero dell'Ambiente 9 agosto 2000 stabilisce, per i siti industriali soggetti agli adempimenti del D.Lgs. 334/99, la tipologia di modifiche impiantistiche per cui è necessario presentare al Comitato Tecnico Regionale un *Rapporto Preliminare di Sicurezza* per l'ottenimento del *nulla-osta di fattibilità*, propedeutico al rilascio della licenza edilizia.

Se la modifica impiantistica non rientra tra quelle soggette al *nulla-osta di fattibilità*, è necessario inoltrare alla Giunta Regionale una dichiarazione di non aggravio del livello di rischio della raffineria.

I nuovi impianti previsti nel revamping della Raffineria si configurano come modifica per la quale è necessario preparare i *Rapporti Preliminari di Sicurezza per fase NOF*; la documentazione necessaria è ancora in fase di elaborazione e sarà presentata appena disponibile alle Autorità Competenti.

Si riporta di seguito un elenco di eventi incidentali tipici, associabili alle unità impiantistiche previste nel progetto, estratti dal Rapporto di Sicurezza relativo agli impianti preesistenti, presentato dalla Raffineria alle Autorità Competenti in ottobre 2005.

15.1.1 *Impianto Distillazione Atmosferica (Topping)*

Rottura Tenuta Pompa Colonna di Pre-Flash

L'ipotesi incidentale viene formulata in relazione a possibili anomalie del livello di fondo nella colonna di pre-flash che comportino disservizi sulle pompe del greggio flashato con conseguenti rotture sulle tenute meccaniche di quest'ultime, oppure in riferimento a possibili cedimenti delle tenute per altre cause di origine meccanica.

Si ipotizza la perdita di contenimento delle tenute in oggetto con conseguente rilascio di greggio in area impianto. Le conseguenze sono valutate nelle condizioni meteo più sfavorevoli.

Irraggiamento da Pozza

- Frequenza di accadimento: $7E-6$
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $37,5 \text{ Kw/m}^2$ = non raggiunta;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $12,5 \text{ Kw/m}^2$ = 23 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m^2 = 32 m;

- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $5 \text{ Kw/m}^2 = 48 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $3 \text{ Kw/m}^2 = 65 \text{ m}$.

Dispersione

- Frequenza di accadimento: $3\text{E-}5$;
- Distanza al suolo con concentrazione $> \frac{1}{2} \text{ LFL} = 162 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con concentrazione $> \text{LFL} = 96 \text{ m}$.

Rottura Linea GPL a Impianto Merox

La conseguenza della rottura ipotizzata è un rilascio di GPL in fase liquida. La perdita si considera localizzata in corrispondenza del gruppo di regolazione di portata essendo presenti in questa zona la maggior concentrazione di flange, strumenti, curve e raccordi sulla linea.

Irraggiamento da Pozza

- Frequenza di accadimento: $1\text{E-}2$
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $37,5 \text{ Kw/m}^2 = 6 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $12,5 \text{ Kw/m}^2 = 14 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $7 \text{ Kw/m}^2 = 21 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $5 \text{ Kw/m}^2 = 24 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $3 \text{ Kw/m}^2 = 35 \text{ m}$.

Dispersione

- Frequenza di accadimento: $6\text{E-}6$;
- Distanza al suolo con concentrazione $> \frac{1}{2} \text{ LFL} = 57 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con concentrazione $> \text{LFL} = 37 \text{ m}$;

Rilascio Tossico

- Frequenza di accadimento: $6\text{E-}6$;
- Distanza al suolo con concentrazione $\text{IDLH} = 125 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con concentrazione $\text{LC}_{50} = 27 \text{ m}$.

Rottura Guarnizione Scambiatore Preriscaldo Greggio

L'evento incidentale è supposto verificarsi per difetto di guarnizione oppure per stress termici o sovrappressioni per cause operative e non intervento delle protezioni o ritardato o mancato intervento dell'operatore nel correggere le deviazioni.

Viene ipotizzata la rottura della guarnizione in un punto della circonferenza con dimensioni di $2 \text{ mm} * 200 \text{ mm}$.

Irraggiamento da Pozza

- Frequenza di accadimento: $3 \text{ E-}5$
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $37,5 \text{ Kw/m}^2 = 13 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $12,5 \text{ Kw/m}^2 = 17 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $7 \text{ Kw/m}^2 = 18 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $5 \text{ Kw/m}^2 = 19 \text{ m}$;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $3 \text{ Kw/m}^2 = 22 \text{ m}$.

Dispersione

- Frequenza di accadimento: 2E-5;
- Distanza al suolo con concentrazione > ½ LFL = 28 m;
- Distanza al suolo con concentrazione > LFL = 17 m.

Esplosione Camera di Combustione Forno del Topping

L'evento incidentale in oggetto per il tipo di protezioni che questo forno possiede si ritiene che possa accadere con maggiori probabilità per arrivo di idrocarburi liquidi ai bruciatori dal *K.O. drum* del *fuel gas*.

L'arrivo di GPL o benzina in camera di combustione provoca l'immediata vaporizzazione ed incendio violento in camera di combustione simile ad una esplosione confinata, causando un'onda di sovrappressione che trova sfogo verso l'esterno attraverso le aperture del forno, in particolare le portelle di scoppio (vent).

Si può ritenere, come desunto dalla letteratura sopraccitata, che i danni al forno possono essere sintetizzati nei seguenti:

- deformazione delle travi di sostegno della convettiva con rischio di compromettere la stabilità del forno stesso;
- curvatura di alcuni tubi di processo della radiante che potrebbero, dato il loro ancoraggio alle pareti del "*casing*", deformarsi fino alla rottura;
- sbrecciatura di parte del refrattario interno che può rovinare all'interno della camera di combustione del forno.

Le principali conseguenze esterne di questo evento sono comunque da attribuire all'irraggiamento causato dalle fiamme/fumi caldi fuoriuscenti dalle aperture presenti, che, data la breve durata del fenomeno, provocherebbe danni solo per chi si trovasse nelle vicinanze dell'area del forno e fosse direttamente investito dalle fiamme/fumi caldi fuoriuscenti.

Rottura Serpentino Forno del Topping

L'evento incidentale è supposto verificarsi per fiamma del bruciatore a contatto con i serpentini, corrosione o formazione di carbone all'interno dei tubi o invecchiamento degli stessi.

Nell'ipotesi considerata la rottura del serpentino provoca l'immissione nella camera di combustione di greggio ad una temperatura di circa 320°C che da immediatamente luogo ad una combustione violenta simile ad una esplosione confinata, causando un'onda di sovrappressione che trova sfogo verso l'esterno attraverso le aperture del forno, in particolare le portelle di scoppio.

L'ipotesi è valida solo se la rottura dei serpentini è significativa ed improvvisa (altrimenti il tutto si tradurrebbe in una extracombustione del greggio nella camera di combustione con leggera sovrappressione, fumo e forse fuoco fuoriuscente dal camino). In questo caso le conseguenze dell'evento sono del tutto simili al *top event* trattato in precedenza.

Rottura da Vapor Line con Rilascio di Benzina

Data la ridotta quantità di prodotto rilasciata le conseguenze si esauriscono nel raggio di pochi metri.

Rottura Stacco Manometrico da Pompe Mandata Residuo Liquido

L'evento incidentale è supposto verificarsi per urti accidentali o corrosione o difetti di saldatura.

Si ipotizza la rottura dello stacco manometrico da ¾" sulla mandata della pompa. Il conseguente rilascio di residuo in fase liquida si stima possa essere intercettato in 300/900 s.

L'evento viene preso in considerazione per il fatto che la rottura è ipotizzata allo stacco (radice) della presa manometrica quindi risulta impossibile l'intercettazione locale ed inoltre per le caratteristiche calde (vicine all'autoaccensione) del prodotto alle condizioni operative.

Irraggiamento da Pozza

- Frequenza di accadimento: 1 E-2
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 37,5 Kw/m² = 16 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 12,5 Kw/m² = 30 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m² = 38 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 5 Kw/m² = 41 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 3 Kw/m² = 48 m.

Dispersione

- Frequenza di accadimento: 4E-3;
- Distanza al suolo con concentrazione > ½ LFL = 144 m;
- Distanza al suolo con concentrazione > LFL = 99 m.

Rottura su Linea Fondo Colonna Topping

Si ipotizza una perdita di greggio sulla linea da che dalla colonna di *Topping* va alle pompe di fondo della colonna stessa, con greggio a temperatura oltre i 300°C.

Il rilascio è ipotizzabile più precisamente in corrispondenza di accoppiamenti flangiati o di stacchi strumentali installati sul tronco in oggetto.

La conseguenza della rottura ipotizzata è un rilascio di grezzo in fase liquida con formazione immediata di *pool fire*.

Irraggiamento da Pozza

- Frequenza di accadimento: 3 E-5;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 37,5 Kw/m² = 3 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 12,5 Kw/m² = 7 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m² = 12 m
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 5 Kw/m² = 15 m
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 3 Kw/m² = 20 m.

Rottura Guarnizione Reattore con Rilascio Idrogeno e Gasolio

L'evento incidentale è ricondotto alla rottura di una guarnizione per difetto non idoneità al servizio oppure errore di montaggio oppure per stress termici. Per quest'ultima causa affinché l'evento si verifichi è necessario anche il ritardato o mancato intervento operativo nel correggere le deviazioni dei parametri di processo.

Irraggiamento da Jet Fire

- Frequenza di accadimento: 8 E-3 ;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $37,5 \text{ Kw/m}^2$ = non raggiunta;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a $12,5 \text{ Kw/m}^2$ = non raggiunta;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m^2 = 8 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 5 Kw/m^2 = 10 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 3 Kw/m^2 = 15 m.

Rottura Serpentino Forno

L'evento incidentale è supposto verificarsi per fiamma del bruciatore a contatto con serpentini e/o flussi distribuiti disomogeneamente oppure per diminuzione resistenza acciaio (fragilità da H_2), oppure per corrosione per presenza di composti solforati o per difetto materiale.

La conseguenza di questo evento si traduce in una immissione nella camera di combustione di gasolio e idrogeno che dà immediatamente luogo ad una combustione violenta simile ad una esplosione confinata, causando un'onda di sovrappressione che trova sfogo verso l'esterno attraverso le aperture del forno, in particolare le portelle di scoppio.

L'evento si basa sull'assunzione che la rottura del serpentino sia improvvisa e significativa (altrimenti si tradurrebbe in una combustione del prodotto nella camera di combustione con leggera sovrappressione, fumo e forse fuoco fuoriuscente dal camino).

Si può ritenere, come desunto dalla letteratura sopra citata, che i danni al forno possono essere sintetizzati nei seguenti:

- deformazione delle travi di sostegno della convettiva con rischio di compromettere la stabilità del forno stesso;
- curvatura di alcuni tubi di processo della radiante che potrebbero, dato il loro ancoraggio alle pareti del "casing", deformarsi fino alla rottura;
- sbrecciatura di parte del refrattario interno che può rovinare all'interno della camera di combustione del forno.

Le principali conseguenze esterne di questo evento sono comunque da attribuire all'irraggiamento causato dalle fiamme/fumi caldi fuoriuscenti dalle aperture presenti che, data la breve durata del fenomeno, provocherebbe danni solo per chi si trovasse nelle vicinanze dell'area del forno e fosse direttamente investito dalle fiamme/fumi caldi fuoriuscenti.

Rilascio Idrogeno Solforato da Vent Stripper Gasolio

L'evento incidentale è supposto verificarsi per malfunzionamento dello stripper del gasolio e mancato o ritardato intervento operativo nel correggere le deviazioni dei parametri del processo.

Rilascio Tossico

- Frequenza di accadimento: 3E-3;
- Distanza al suolo con concentrazione IDLH = non raggiunta ;
- Distanza al suolo con concentrazione LC₅₀ = non raggiunta.

Apertura Vent Idrogeno

L'evento incidentale è supposto verificarsi per necessità operativa di apertura di scarico rapido alla torcia spenta dell'idrogeno

Rilascio Tossico

- Frequenza di accadimento: 1E-5;
- Distanza al suolo con concentrazione IDLH = non raggiunta;
- Distanza al suolo con concentrazione LC₅₀ = non raggiunta.

Rottura Vapor Line Uscita Stripper

L'evento incidentale ipotizzato è supposto verificarsi per corrosione tipica dovuta alla presenza di H₂S e sovrappressione idraulica per cause operative. Per questo ultimo caso occorre anche il ritardato o mancato intervento operativo nel correggere le deviazioni dei parametri di processo. Si ipotizza che l'eventuale sovrappressione accompagnata da minore resistenza del materiale per l'attacco corrosivo, provochi una rottura lungo una generatrice della vapor line da 10" che collega la testa Stripper con i condensatori di testa con conseguente rilascio di idrocarburi in fase gas ricchi di idrogeno solforato.

Rilascio Tossico

- Frequenza di accadimento: 1E-4;
- Distanza al suolo con concentrazione IDLH = non raggiunta;
- Distanza al suolo con concentrazione LC₅₀ = non raggiunta.

Rilascio da Flangia sulla Linea in Uscita dal Reattore

L'evento in esame si può verificare:

- in fase di avviamento impianto, per dilatazione differenziale eccessiva oppure per imperfetto serraggio dei tiranti/bulloni;
- in fase di esercizio, a seguito di un eccessivo incremento della temperatura

Per lo studio del rilascio è stata impostata una miscela di gas e vapori che più si avvicina a quella effettiva ed è composta da idrogeno, metano, acido solfidrico.

Irraggiamento da Jet Fire

- Frequenza di accadimento: 9 E-5;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 37,5 Kw/m² = non raggiunta;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 12,5 Kw/m² = 17 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m² = 19 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 5 Kw/m² = 21 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 3 Kw/m² = 23 m.

15.1.3

Serbatoi di Stoccaggio

Incendio Tetto Serbatoio Stoccaggio Idrocarburi di Categoria A

Irraggiamento da Jet Fire

- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 37,5 Kw/m² = 22 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 12,5 Kw/m² = 37 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 7 Kw/m² = 60 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 5 Kw/m² = 72 m;
- Distanza al suolo con irraggiamento pari a 3 Kw/m² = 87 m.

Rilascio di Prodotto nel Bacino di Contenimento Idrocarburi di Categoria A

Dispersione

- Distanza al suolo con concentrazione > ½ LFL = 180 m;
- Distanza al suolo con concentrazione > LFL = 130 m.

15.2

SISTEMA ANTINCENDIO

15.2.1

Criteri Generali di Progetto

Il sistema antincendio per la protezione degli impianti previsti nell'ambito del progetto, sarà essenzialmente costituito da una rete antincendio interrata, connessa all'attigua esistente in almeno n. 2 punti al fine di assicurare comunque l'alimentazione in caso di rottura.

La rete si estenderà attorno all'area da proteggere, ubicata lungo le strade, e dotata d'idranti connessi alla stessa e sarà dimensionata sulla base dello scenario incidentale di riferimento più gravoso.

Sono previsti i seguenti estinguenti:

- Acqua antincendio (acqua mare da rete esistente);
- Schiumogeno tipo APIROL FX;
- Polvere estinguente per applicazione su incendi classe B-C.

Sono inoltre previste le apparecchiature elencate ai paragrafi seguenti.

15.2.2 *Apparecchiature Antincendio Fisse*

Idranti, Casette porta manichette, Manichette e lance idriche, Monitori fissi ad acqua, Impianti a diluvio, Valvole a diluvio, Premescolatore schiuma.

15.2.3 *Apparecchiature Portatili Antincendio*

Estintori a polvere da 6 kg, Estintori a CO₂ da 5 kg, estintori carrellati a polvere da 100 kg, estintori carrellati a CO₂ da 30 kg, monitori acqua/schiuma carrellati.

15.2.4 *Apparecchiature Protezione Personale*

Docce lavaocchi, autorespiratori e tute avvicinamento fiamma.

15.3 *CLASSIFICAZIONE DELLE AREE CON PERICOLO DI ESPLOSIONE*

La Classificazione delle Aree Pericolose è svolta in accordo alle Norme CEI EN 60079-10 e CEI EN 50281-3, applicabili al progetto, ai fini della definizione dell'estensione delle zone pericolose entro le quali il materiale elettrico deve rispondere a determinati requisiti.

L'attività di classificazione aree pericolose è propedeutica alla applicazione della normativa di recepimento della *Direttiva CE ATEX (D.Lgs. 233/03, DPR 126/98)*.

L'attività consiste nell'esame delle sorgenti di rilascio di prodotti infiammabili identificate dalle Unità di Processo, nella valutazione della loro dispersione al fine della definizione del tipo e dell'estensione delle Zone Pericolose, così come sono definite nella Norma applicata.

15.4 *SISTEMI DI RILEVAZIONE FIRE & GAS*

Sono stati definiti i criteri generali per la definizione del sistema per la rivelazione tempestiva di eventuali rilasci di sostanze tossiche e/o infiammabili e principi di incendio che possono accadere in impianto, con il fine di mettere in atto misure per proteggere il personale, le apparecchiature d'impianto e l'ambiente circostante.

Le attività previste sono le seguenti:

- Elaborazione dei criteri di base e della filosofia dei sistemi di rivelazione incendio e gas ed individuazione delle apparecchiature protette dal sistema;
- Definizione della tipologia di rivelatore di gas in funzione della sostanza da rilevare;
- Definizione delle soglie di intervento;
- Definizione del posizionamento dei rilevatori e degli allarmi gas e incendio;

- Verifica della correttezza del posizionamento dei rilevatori e degli allarmi in campo.

15.5

CRITERI PER I RIVESTIMENTI PROTETTIVI ANTIFUOCO – FIRE PROOFING

Scopo dell'analisi è identificare, all'interno dell'impianto i centri di pericolo che possono generare incendi e l'estensione dell'area di rischio risultante ai fini della protezione passiva delle strutture circostanti, inclusa la definizione dei requisiti REI dei fabbricati.

Ogni apparecchiatura verrà analizzata per identificare le sostanze pericolose trattate ed i relativi quantitativi, per poter definire le zone ove si può verificare un incendio con fuoco sostenuto e di conseguenza individuare le aree entro le quali le strutture portanti, i supporti delle apparecchiature e quanto altro debba essere protetto dagli effetti di un incendio, ai fini della messa in sicurezza dell'impianto (es. valvole di blocco) dovranno essere soggette a protezione passiva.

Il confronto con le 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” emesso in ottobre 2005 dal Gruppo Tecnico Ristretto “Raffinerie”, 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*.

16.1

IMPIANTI DI DISTILLAZIONE PRIMARIA

Il nuovo complesso di distillazione primaria sarà costituito principalmente da un Topping integrato con un Vacuum e sarà alimentato con greggio per una capacità di progetto pari a 12.000 t/g.

Il calore necessario al processo verrà fornito da due nuovi forni alimentati esclusivamente con *fuel gas* di raffineria. Tale assetto è in linea con quanto previsto nel *Rif.1* (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SO_x: **è considerata MTD di tipo primario l’impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l’utilizzo del gas di raffineria desolfurato.**

Si sottolinea che l’impiego di tecniche di tipo primario, cioè misure di prevenzione e controllo, è sempre preferibile alle tecniche di tipo secondario (misure di abbattimento).

Entrambi i forni sono inoltre dotati di bruciatori a bassa emissione di azoto (low-NO_x); anche questa installazione è in linea con quanto previsto nel *Rif. 1* (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NO_x: **è considerata MTD di tipo primario l’impiego di bruciatori di tipo low-NO_x.**

Per quanto riguarda i consumi energetici del nuovo impianto, in *Rif. 2* viene introdotto il concetto di “Progressive Distillation”.

La Progressive Distillation consiste in un frazionamento per stadi successivi, evitando in tal modo il riscaldamento delle frazioni leggere a temperature ben superiori rispetto a quelle necessarie per la separazione. Inoltre la “Distillazione Progressiva” prevede una estrema integrazione termica tra le sezioni di impianto.

Il nuovo impianto Topping / Vacuum in progetto è stato concepito seguendo il concetto della “Distillazione Progressiva” prevedendo una prima

separazione delle frazioni leggere a 150°C circa in un flash drum , una colonna di frazionamento atmosferico ed una sotto vuoto strettamente integrate per minimizzare il consumo di energia.

I due nuovi forni sono dotati di una unità di preriscaldamento dell'aria comburente tramite i fumi caldi di combustione; questa tecnica è allineata con quanto previsto nel *Rif. 1* (pag.137): **è considerata MTD per il miglioramento dell'efficienza energetica l'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia, come il preriscaldamento dell'aria di combustione.**

Inoltre, in accordo a *Rif. 2*, l'unità di distillazione è stata progettata prevedendo di utilizzare il calore dei *pumparounds* sia per preriscaldare la carica che per ribollire altre colonne facenti parte dell'impianto integrato (stripper laterale del gasolio, stabilizzatrice della benzina, colonna di frazionamento benzina e colonna di frazionamento GPL).

Sempre in accordo a *Rif. 2*, la colonna Vacuum viene alimentata in colaggio diretto caldo dal fondo della colonna atmosferica evitando il raffreddamento e successivo riscaldamento della carica Vacuum.

Per quanto riguarda il sistema per fare il vuoto e la pressione operativa della colonna Vacuum, citati in *Rif. 2* come elementi da prendere in considerazione durante il design, si può affermare che la combinazione della pressione di 80 mmHg e dell'utilizzo degli eiettori a vapore è stata studiata per ottimizzare sia il recupero energetico che il consumo di vapore agli eiettori.

Infatti tale pressione comporta sia livelli termici in colonna che consentono un efficiente recupero di calore a favore della carica impianto (duty complessivo dei forni minimizzato) che l'utilizzo di uno scambiatore di pre-condensazione (a superficie) che riducendo il carico al *gruppo vuoto* minimizza l'utilizzo di vapore agli eiettori con i conseguenti benefici in termini di acqua acida prodotta e di raffreddamento impiegata.

In linea con quanto riportato in *Rif 2* circa il trattamento delle acque ed il suo utilizzo, le condense dagli accumulatori di testa delle colonne vengono utilizzate come acque di lavaggio al desalter o inviate all'unità di Trattamento Acque Acide.

16.2

IMPIANTO HDS

Come dettagliato al *Capitolo 7*, il nuovo impianto HDS sarà alimentato con una carica di 6.500 t/d di Gasolio di cui 3.900 t/d da *straight run* e 2.600 t/d da cracking termico.

Il calore necessario al processo verrà fornito da un nuovo forno F-2001 alimentato esclusivamente con *fuel gas* di raffineria.

Tale assetto è in linea con quanto previsto nel *Rif.1* (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di SO_x: è considerata MTD di tipo primario

l'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, massimizzando l'utilizzo del gas di raffineria desolfurato.

Il forno F-2001 è inoltre dotato di bruciatori a bassa emissione di azoto (low-NO_x); anche questa installazione è in linea con quanto previsto nel *Rif. 1* (pag. 138) per la gestione globale della combustione e dei combustibili utilizzati per la riduzione delle emissioni convogliate in atmosfera di NO_x: è considerata MTD di tipo primario l'impiego di bruciatori di tipo low-NO_x.

In *Rif.2, paragrafo 5.13* vengono inoltre indicate le seguenti tecniche da utilizzare per le unità di Idrodesolforazione:

- Trattamento degli *off-gas* ricchi in H₂S negli impianti di lavaggio con ammine e nelle unità SRU;
- Trattamento delle acque reflue, ricche in H₂S e composti azotati, nelle unità di *Sour Water Stripper*;
- Applicare tecniche di rigenerazione del catalizzatore in cooperazione con il fornitore.

Il nuovo impianto della *Raffineria* risulta allineato a quanto previsto nel BREF in quanto:

- Tutti i prodotti contenenti H₂S sono trattati con dedicati sistemi di lavaggio amminico (MDEA); i gas acidi di testa della colonna di rigenerazione sono trattati nelle unità *Claus*;
- Le acque reflue acide generate nell'impianto sono trattate nell'unità *Sour Water Stripper*; i gas di testa colonna sono inviati alle unità *Claus*;
- Per il catalizzatore, sono previsti cicli di rigenerazione.

16.3

SERBATOI DI STOCCAGGIO

In *Rif. 1*, pagg. 146÷147, sono indicate le MTD per lo stoccaggio e movimentazione dei prodotti e per la prevenzione delle perdite da serbatoi; le principali sono di seguito riportate:

- utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio dei prodotti volatili;
- installazione di guarnizioni doppie sul tetto galleggiante;
- installazione di doppi fondi sui serbatoi

I nuovi serbatoi previsti dal Progetto sono allineati alle MTD in quanto, come specificato al *Capitolo 12*, i serbatoi per lo stoccaggio di prodotti volatili saranno del tipo a tetto galleggiante con doppia tenuta, con la conseguente minimizzazione delle emissioni in atmosfera nella fase di caricamento del serbatoi; inoltre, ad eccezione dei serbatoi destinati allo stoccaggio di GPL e T.A.E, i serbatoi avranno doppio fondo al fine di impedire la propagazione di eventuali perdite nel terreno sottostante.

I nuovi impianti previsti nel progetto di espansione della Raffineria di Taranto sono allineati alle Migliori Tecniche Disponibili; in particolare le seguenti scelte progettuali risultano di notevole rilevanza ai fini della prevenzione e riduzione degli impatti ambientali:

- **Impiego come combustibile nei forni di processo di *fuel gas* desolfurato con conseguente riduzione delle emissioni convogliate di SO_x;**
- **Installazione nelle nuove unità di combustione di bruciatori a bassa emissione di NO_x;**
- **Installazione di doppi fondi nei serbatoi di stoccaggio.**

17 ATTIVITÀ DI CANTIERE

17.1 PROGRAMMA LAVORI

L'inizio dei lavori per il progetto in esame è previsto entro il 2007; la conclusione delle opere entro dicembre 2009.

17.2 SISTEMA DI DRENAGGIO ACQUE METEORICHE

Prima di procedere alla pavimentazione delle aree, verrà realizzato un nuovo sistema per la raccolta, decantazione e rilancio delle acque meteoriche (potenzialmente oleose) verso l'esistente impianto di trattamento acque reflue. Tale sistema è descritto in dettaglio al *Capitolo 10*.

17.3 MATERIE PRIME NECESSARIE

Il dettaglio delle materie prime è il seguente:

- Acque di preparazione: 400 m³/giorno;
- Acqua potabile: 20 m³/giorno;
- Acqua demineralizzata: 200 m³;
- Cemento: 19.800 m³;
- Inerti: 11.900 tons (40% sabbia, 60% ghiaia).

17.4 RIFIUTI PRODOTTI

- rifiuti urbani;
- materiale di risulta da lavori di costruzione;
- rifiuti ospedalieri (medicinali);
- rifiuti in legno;
- materiale metallico di risulta;
- materiale per isolamento;
- carta e cartone;
- batterie esauste;
- scarichi liquidi fognari.

17.5 MEZZI PESANTI PREVISTI

- N. 1 gru da 600 tons per 2 mesi;
- N. 1 gru da 200 tons per 2 mesi;
- N. 6 gru da 16÷20 tons per 16 mesi;
- N. 3 gru da 25÷40 tons per 12 mesi;
- N. 3 camion da 35÷50 q.li per 20 mesi;

- N. 4 fork-lift da 5 tons per 20 mesi;
- N. 8 piattaforme per 15 mesi;
- N. 4 pick-up per 24 mesi;
- N. 4 betoniere per 15 mesi.

17.6 *CARICHI SPECIALI*

Nel progetto sono previsti i seguenti carichi eccezionali per pesi/dimensioni (con necessità di scorta);

- N. 1 reattore da 700 tons;
- N. 1 forno da 300 tons;
- N. 1 forno da 300 tons;
- N. 1 forno da 1450 tons;
- N. 11 colonne da 464 tons.

17.7 *PERSONALE OCCUPATO*

La fase di lavoro comporterà una presenza media di 680 persone, con picchi previsti attorno a 1.200 persone.

17.8 *TERRE DI SCAVO*

Per la realizzazione del progetto è previsto lo scavo di parte dei terreni ove saranno ubicati i nuovi impianti e i nuovi serbatoi. Tali scavi sono necessari per l'esecuzione delle opere di fondazione e per la realizzazione delle opere e dei percorsi di interconnessione.

Il volume delle terre di scavo è stato stimato pari ai seguenti quantitativi:

- | | | |
|--|----------------|------------------------|
| • aree nuovi impianti e interconnessioni | m ³ | 33.000; |
| • dei quali, riutilizzabili per rinterri | m ³ | 7.000; |
| • dei quali, da inviare a smaltimento | m ³ | 2.250 ⁽¹⁾ ; |
| • aree nuovi serbatoi | m ³ | 260.000; |
| • dei quali, riutilizzabili per rinterri | m ³ | 14.000; |
| • dei quali, da inviare a smaltimento | m ³ | 1.800 ⁽¹⁾ . |

1) Nota: Volume di terreno da smaltire come da "progetto definitivo di bonifica suolo-nota tecnica relativa alle osservazioni di cui alla conferenza dei servizi decisoria del 13/03/06 – luglio 2006" approvato in Conferenza dei Servizi decisoria c/o il Ministero dell'Ambiente il 19 ottobre 2006

Per quanto sopra, si determina il seguente bilancio di materiale:

- | | | |
|---|----------------|----------|
| • Volume complessivo delle terre da scavo | m ³ | 293.000; |
| • Volume riutilizzato in rinterri | m ³ | 21.000; |

- Volume a smaltimento m³ 4.050;
- Volume in esubero m³ 267.950.

Le terre di scavo saranno trattate nel rispetto delle procedure ambientali vigenti in Raffineria e in conformità a quanto dettato dal *D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006*.

In particolare, il materiale proveniente dagli scavi sarà sottoposto a caratterizzazione e quindi, verificata la rispondenza ai limiti di accettabilità stabiliti dalle norme vigenti, sarà in parte riutilizzato per i rinterri nella aree precedentemente scavate e utilizzato in situ per realizzare un rilevato nell'area ove sarà installata la nuova torcia denominata BD3, prevista dal progetto Hydrocracking.

Per quanto riguarda la realizzazione del rilevato, si specifica quanto segue:

Le terre di scavo saranno riutilizzate per la realizzazione di un rilevato nella zona "sottoscarpata" lungo il lato ovest dell'area di raffineria, nella zona dove è previsto, nell'ambito del programma Hydrocracking, che sia installata la nuova torcia del Blow Down 3, che sarà asservita anche al Progetto Taranto Plus.

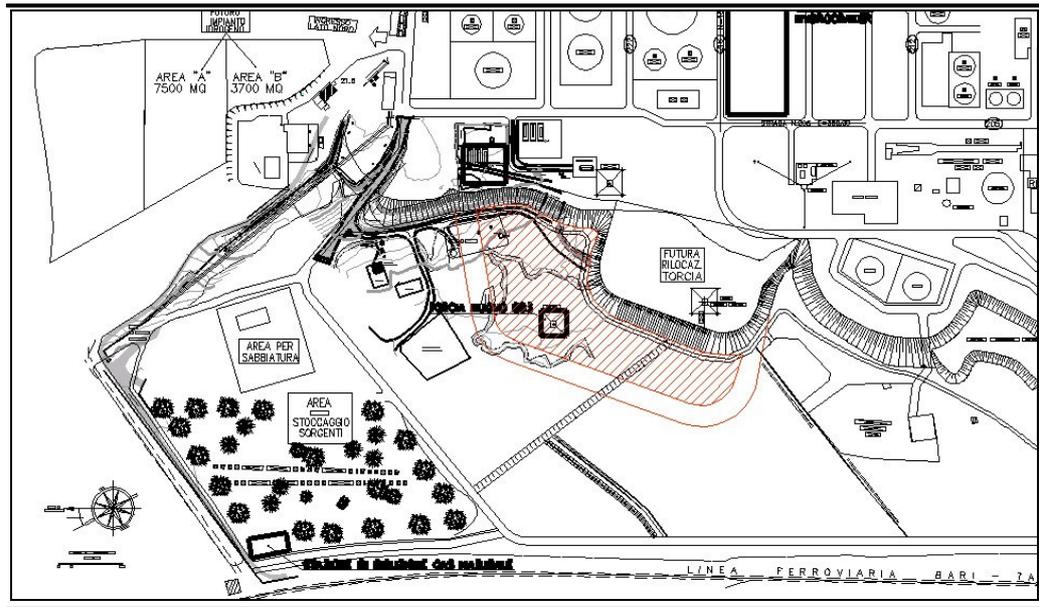
L'area di realizzazione del rilevato si trova attualmente a una quota di circa + 8,00 m s.l.m., con un dislivello quindi di circa m 12,00 rispetto alla quota di stabilimento (si veda *Figura* seguente).

I volumi di scavo in eccedenza consentiranno il raggiungimento della quota di stabilimento per l'area in oggetto, di superficie complessiva pari a circa 26.000 m².

La realizzazione del rilevato consentirà l'utilizzo per attività di raffineria dell'area e, inoltre, permetterà:

- di soddisfare le indicazioni normative che privilegiano il reimpiego diretto dei materiali nei luoghi di produzione;
- di ridurre i trasporti all'esterno dell'area di Raffineria per lo smaltimento delle terre di scavo, con una conseguente significativa riduzione del traffico in fase di cantiere e delle emissioni di inquinanti dei mezzi di trasporto;
- di decongestionare le aree di cantiere migliorando le condizioni logistiche ed organizzative dello stesso;
- di ridurre i cumuli di terre di scavo e la loro permanenza nelle aree di cantiere, con la conseguente diminuzione dell'emissione di polveri dovuta alla loro movimentazione ed erosione da parte del vento;
- di razionalizzare e aumentare la sicurezza delle aree di Raffineria. Il raggiungimento della quota di stabilimento per l'area della nuova torcia BD3 migliorerà le condizioni di controllo e di intervento sia degli addetti di impianto, sia delle squadre di sicurezza che, altrimenti, sarebbero penalizzate dalla presenza della scarpata attualmente esistente.

Figura 17.1 Area di Realizzazione del Nuovo Rilevato



INDICE

1	SCOPO DEL PROGETTO	1
2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	2
3	DESCRIZIONE DELLA RAFFINERIA ESISTENTE	3
3.1	COMPONENTI DI IMPIANTO	3
3.1.1	<i>Impianti Energetici</i>	18
3.1.2	<i>Impianto di Trattamento Acque Reflue (TAE)</i>	20
3.2	BILANCI DI MATERIA E DI ENERGIA	24
3.2.1	<i>Bilancio di Materia</i>	24
3.2.2	<i>Bilancio Energetico</i>	25
3.3	SISTEMA DI MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO	26
3.3.1	<i>Approvvigionamento Materie Prime</i>	26
3.3.2	<i>Trasporto Prodotti Finiti e Materie Prime</i>	27
3.4	USO DI RISORSE	30
3.4.1	<i>Acqua</i>	30
3.4.2	<i>Materie Prime e Altri Materiali</i>	32
3.4.3	<i>Suolo</i>	33
3.5	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	33
3.5.1	<i>Emissioni in Atmosfera</i>	33
3.5.2	<i>Scarichi Idrici</i>	38
3.5.3	<i>Rumore</i>	40
3.5.4	<i>Rifiuti</i>	40
3.5.5	<i>Traffico</i>	41
3.6	SISTEMI DI MONITORAGGIO E CONTROLLO DELLE EMISSIONI	44
3.6.1	<i>Emissioni in Atmosfera</i>	44
3.6.2	<i>Protezione del Suolo e Sottosuolo</i>	45
4	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	49
5	DESCRIZIONE DELLE NUOVE UNITÀ TOPPING E VACUUM	54
5.1	GREZZI DI RIFERIMENTO E CAPACITÀ DELL'UNITÀ	54
5.2	TIPOLOGIA DEI PRODOTTI RICHIESTI	54
5.3	RESA DEI PRODOTTI	55
5.4	QUALITÀ DEI PRODOTTI	55
5.5	DESCRIZIONE DEL PROCESSO	57
5.5.1	<i>Preriscaldamento Greggio</i>	58
5.5.2	<i>Sezione di Desalting</i>	58
5.5.3	<i>Distillazione Atmosferica</i>	59
5.5.4	<i>Sezione Debutanizzatore e Nafta Splitter</i>	61
5.5.5	<i>Sezione di Distillazione Sotto Vuoto</i>	62
5.5.6	<i>Iniezione di Inibitori di Corrosione</i>	65

5.5.7	<i>Iniezione d'Ammoniaca</i>	66
5.5.8	<i>Iniezione della Soda Caustica</i>	66
5.5.9	<i>Iniezione di Demulsionante</i>	66
5.5.10	<i>Iniezione di Oliol/Fuel Gas</i>	66
5.5.11	<i>Sistema di Preriscaldamento dell'Aria</i>	67
5.5.12	<i>Sistema di Scarico</i>	67
5.6	<i>LISTA APPARECCHIATURE</i>	68
5.7	<i>BILANCI DI MATERIA ED ENERGIA</i>	70
6	<i>NUOVA UNITÀ TRATTAMENTO GPL</i>	100
7	<i>NUOVA UNITÀ DESOLFORAZIONE GASOLIO</i>	101
7.1	<i>CAPACITÀ DELL'UNITÀ</i>	101
7.2	<i>DESCRIZIONE DEL PROCESSO</i>	101
7.3	<i>ELENCO APPARECCHIATURE</i>	103
7.4	<i>BILANCI DI MATERIA ED ENERGIA</i>	104
7.5	<i>CONSUMO UTILITIES</i>	104
8	<i>UNITÀ RECUPERO CONDENSE</i>	106
8.1	<i>BASI DI PROGETTO</i>	106
8.2	<i>DESCRIZIONE DEL PROCESSO</i>	107
9	<i>UNITÀ SISTEMA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO</i>	108
9.1	<i>BASI DI PROGETTO</i>	108
9.2	<i>TORRE DI RAFFREDDAMENTO – PACKAGE PK-10761</i>	109
9.3	<i>PACKAGE TRATTAMENTO CHIMICO -PK-10762/763/764/765</i>	111
9.4	<i>POMPE ACQUA DI RAFFREDDAMENTO P-10761 A/B</i>	112
9.5	<i>SCAMBIATORI DI PROCESSO</i>	112
9.6	<i>DESCRIZIONE DEL PROCESSO</i>	113
9.7	<i>CONSUMO UTILITIES E CHEMICALS</i>	114
9.8	<i>CONDIZIONI AI LIMITI DI BATTERIA</i>	114
10	<i>UNITÀ RACCOLTA ACQUE OLEOSE</i>	115
10.1	<i>VERIFICA DELL'UNITÀ DI TRATTAMENTO EFFLUENTI</i>	115
10.2	<i>BASI DI PROGETTO</i>	116
10.3	<i>DESCRIZIONE DEL PROCESSO</i>	117
10.4	<i>CONSUMO UTILITY</i>	118
10.5	<i>CONDIZIONI AI LIMITI BATTERIA</i>	119
11	<i>INTERCONNECTING</i>	120
11.1	<i>INTERCONNECTING INTERNO</i>	120
11.2	<i>INTERCONNECTING CON LA RAFFINERIA ESISTENTE</i>	120
11.3	<i>UTILITIES/OFFSITES</i>	121
11.4	<i>DESCRIZIONE DEL PROCESSO</i>	122

12	SERBATOI DI STOCCAGGIO	125
13	CONSUMO DI RISORSE ED INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	126
13.1	BILANCI DI MATERIA E DI ENERGIA	126
13.1.1	Bilancio di Materia	126
13.1.2	Uso di Risorse	127
13.1.3	Interferenze con l'Ambiente	129
14	LOGISTICA	136
15	ASPETTI RELATIVI ALLA SICUREZZA	138
15.1	ADEMPIMENTI D.LGS. 334/99	138
15.1.1	Impianto Distillazione Atmosferica (Topping)	138
15.1.2	Impianto Desolforazione Gasolio (HDS)	142
15.1.3	Serbatoi di Stoccaggio	144
15.2	SISTEMA ANTINCENDIO	144
15.2.1	Criteri Generali di Progetto	144
15.2.2	Apparecchiature Antincendio Fisse	145
15.2.3	Apparecchiature Portatili Antincendio	145
15.2.4	Apparecchiature Protezione Personale	145
15.3	CLASSIFICAZIONE DELLE AREE CON PERICOLO DI ESPLOSIONE	145
15.4	SISTEMI DI RILEVAZIONE FIRE & GAS	145
15.5	CRITERI PER I RIVESTIMENTI PROTETTIVI ANTIFUOCO – FIRE PROOFING	146
16	CONFRONTO CON LE MIGLIORI TECNOLOGIE DISPONIBILI	147
16.1	IMPIANTI DI DISTILLAZIONE PRIMARIA	147
16.2	IMPIANTO HDS	148
16.3	SERBATOI DI STOCCAGGIO	149
16.4	CONCLUSIONI	150
17	ATTIVITÀ DI CANTIERE	151
17.1	PROGRAMMA LAVORI	151
17.2	SISTEMA DI DRENAGGIO ACQUE METEORICHE	151
17.3	MATERIE PRIME NECESSARIE	151
17.4	RIFIUTI PRODOTTI	151
17.5	MEZZI PESANTI PREVISTI	151
17.6	CARICHI SPECIALI	152
17.7	PERSONALE OCCUPATO	152
17.8	TERRE DI SCAVO	152