



raffineria di ancona

**PROGETTO DI PARZIALE ADEGUAMENTO DEL CICLO
DESOLFORAZIONE DISTILLATI MEDI PER LA PRODUZIONE
DI COMBUSTIBILI MARINI A BASSO TENORE DI ZOLFO**

PROGETTO PRELIMINARE



[Handwritten signature in purple ink]

Marzo 2015

Id. Relazione_progetto_preliminare.doc

INDICE

1	Introduzione generale	4
1.1	Obiettivi e Motivazioni del Progetto	5
1.2	La società proponente.....	7
2	Inserimento urbanistico	9
2.1	Ubicazione.....	9
2.2	Inserimento urbanistico.....	9
2.3	Accesso allo stabilimento	10
2.4	Servizi e infrastrutture del sito	10
3	Norme di progetto	13
3.1	Norme e codici progettuali.....	13
3.2	Principali norme di sicurezza e ambientali applicabili	13
4	Assetto attuale	15
5	Descrizione Impianto nella nuova configurazione	17
5.1	Descrizione di processo.....	18
5.2	Basi di Progetto.....	22
5.3	Servizi ausiliari.....	27
5.4	Bilanci di materia e di calore / Schema di marcia (P&I).....	27
6	Descrizione degli interventi	28
6.1	Dettaglio delle apparecchiature.....	29
7	Organizzazione di esercizio, manutenzione e HSE	33
8	Sicurezza dell’Impianto e tutela ambientale	34
8.1	Principi di sicurezza, protezione e tutela ambientale.....	34
8.2	Strumentazione e sistema di controllo, rilevazione e blocco (DCS).....	36
8.3	Organizzazione delle attività di ispezione, controllo e manutenzione	36
9	Fattori/prestazioni ambientali in fase di esercizio	38
9.1	Consumi energetici.....	38
9.2	Emissioni Gassose.....	39
9.3	Consumi idrici ed Effluenti liquidi	42
9.4	Produzione rifiuti.....	44
9.5	Interazioni fisiche	44
9.6	Consumi di risorse (materie prime, ausiliarie e servizi)	45
9.7	Produzione di zolfo	45
9.8	Traffico	46
9.9	Uso del suolo e Impatto visivo.....	46
10	Programma di realizzazione del progetto	48
11	Attività di cantiere	49

11.1	Organizzazione di cantiere e richiesta di manodopera.....	51
12	Fattori ambientali nella fase di realizzazione.....	53
12.1	Traffico veicolare	53
12.2	Emissioni in atmosfera	53
12.3	Scarichi idrici	54
12.4	Emissioni sonore.....	54
12.5	Suolo e sottosuolo.....	54
12.6	Rifiuti.....	55
12.7	Uso di risorse.....	55
12.8	Effetti sul contesto socio - economico.....	55
12.9	Misure di prevenzione	56

INDICE ALLEGATI

- Allegato 1** Planimetria del sito industriale e delle aree interessate dal progetto
- Allegato 2** Planimetrie di dettaglio delle aree di intervento (dettaglio attività di scavo e opere civili.)
- Allegato 3** Schemi di Processo
- Allegato 4** Scheda Catalizzatori
- Allegato 5** P&Ids
- Allegato 6** Apparecchiature Nuove
- Allegato 7** Apparecchiature Esistenti Riutilizzate
- Allegato 8** Schema Utilizzo Materiali
- Allegato 9** Analisi Rischio Preliminare
- Allegato 10** Planimetria punti di emissione in atmosfera
- Allegato 11** Planimetria rete fognaria di dettaglio dell'area di intervento



1 Introduzione generale

Il sito api di Falconara M.ma si estende su di una superficie di circa 70 ettari, che confina da una parte con il mare e dall'altra con la SS. 16. Questa configurazione ha permesso all'insediamento industriale di rivestire sin dall'inizio un ruolo importante nell'area, sfruttando sia i collegamenti su strada che quelli via mare Adriatico.

Il sito nasce come deposito costiero di oli minerali nel 1933. Il polo energetico api comincia a delinearsi a partire dal 1950, quando entra in produzione la Raffineria.

Attraverso diverse fasi evolutive, che hanno portato avanti di pari passo importanti miglioramenti in affidabilità, impatto ambientale e tutela della sicurezza, l'insediamento industriale ha consolidato un ruolo strategico per l'approvvigionamento di prodotti petroliferi nell'Italia centro-orientale; ma già a partire dagli anni 2000, con l'avvio anche della produzione di E.E., ha iniziato a rappresentare il polo energetico delle Marche, con un ruolo, in divenire, cruciale anche rispetto al contesto nazionale; ruolo destinato a svilupparsi ulteriormente una volta realizzato il terminale di rigassificazione del GNL, recentemente autorizzato, e gli investimenti per la produzione dei bunker marina, oggetto del presente documento, in linea con le stringenti normative comunitarie in materia di contenuto max di zolfo.

La strategicità del Polo Energetico di Falconara, nel contesto del sistema di raffinazione italiano, risulta ancora più evidente dall'immagine che segue, che mostra come, dopo la recente chiusura delle Raffinerie di Mantova, Cremona e Roma, la maggior parte della capacità di raffinazione italiana sia collocata sulle isole (Sicilia in particolare) e nell'Italia nord - occidentale, lasciando quindi alla Raffineria di Falconara M.ma un ruolo nevralgico per l'approvvigionamento dell'area centro-nord/sud del Paese.

LOCALIZZAZIONE DELLE RAFFINERIE IN ITALIA (2014)

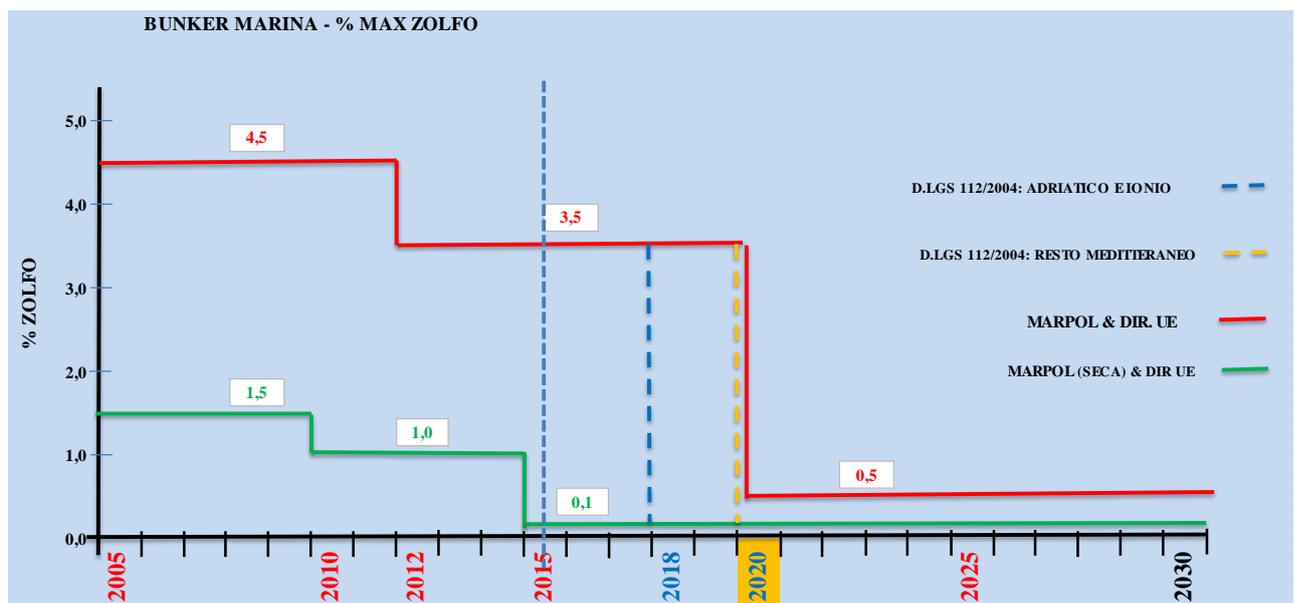


1.1 Obiettivi e Motivazioni del Progetto

Scopo del progetto, illustrato nel presente documento, è dunque quello di produrre presso la Raffineria di Falconara M.ma combustibili marini (“bunker marina”) a basso tenore di zolfo, in accordo alla **Direttiva 2012/33**, recepita nel nostro ordinamento con **D.Lgs 16 luglio 2014, n° 112**, per la copertura dei fabbisogni presenti e futuri non solo del vicino Porto di Ancona ma anche quelli degli altri porti limitrofi che affacciano sull’Adriatico. A trarne i maggiori benefici, anche in termini di incremento degli scali, dovrebbe senz’altro essere il Porto di Ancona che, già a partire dal 2016, potrebbe disporre di bunker marina a basso contenuto di zolfo, come meglio precisato più avanti.

Nella figura che segue sono riportati i limiti di contenuto zolfo previsti dalla Direttiva e dal provvedimento di recepimento. Quest’ultimo prevede anche limiti più restrittivi, pari a quelli imposti nelle aree SECA, la cui applicazione è però condizionata dall’adesione, da prima, di tutti i Paesi UE che affacciano sull’Adriatico, e successivamente, di tutti i Paesi UE che affacciano sul Mediterraneo.

Con la realizzazione del progetto in esame la Raffineria di Falconara M.ma, sarà quindi in grado di produrre stabilmente “bunker marina” all’1% zolfo max, ovvero inferiore all’attuale limite del 3,5%, per poi passare allo 0,5% zolfo max, a partire dal 2020, come previsto dalla normativa base (tracciato rosso). Il limite più restrittivo, previsto per le aree SECA, qualora dovesse essere adottato, potrà comunque essere raggiunto adeguando le formulazioni di blending.



Dal punto di vista del processo, il progetto prevede la modifica dell’esistente ciclo di desolforazione distillati medi con l’inserimento, presso l’unità HDS-1, di una sezione di trattamento di un distillato pesante, intermedio di lavorazione, denominato “carica Thermal Cracking”, al fine di ottenere un prodotto desolfurato idoneo per la formulazione del suddetto bunker marina a basso zolfo.

Dal punto di vista impiantistico, il progetto prevede in massima parte l’utilizzo di apparecchiature esistenti appartenenti all’ex impianto Desolforazione Gasoli 2 (HDS-2- Unità 3200), dismesso qualche anno fa e messo in conservazione per futuri possibili utilizzi, come quello in argomento. Fa eccezione il forno il quale è stato previsto completamente nuovo in modo da massimizzarne l’efficienza e quindi il contenimento sia dei consumi che delle emissioni, le quali, se pur modeste, potranno comunque



essere ampiamente compensate attraverso interventi mirati, impiantistici e/o di processo, più avanti illustrati.

La nuova sezione avrà in comune con l'esistente impianto HDS-1 la parte di compressione e lavaggio del gas (idrogeno) di trattamento ed il camino (E7) per i fumi provenienti dai due forni

Non sono previsti potenziamenti delle altre unità di processo, quali in particolare le produzioni idrogeno, in quanto il fabbisogno della nuova sezione è ampiamente coperto dalle esistenti capacità, mentre vi sarà una riduzione, di almeno il 25%, della carica dell'Unità Vacuum I, posta a valle dell'intero ciclo di raffineria, per effetto dell'estrazione a monte della stessa dello stream desolfurato.

1.2 La società proponente

Il Gruppo api è uno dei più importanti gruppi industriali italiani e gestisce, attraverso diverse società operative, l'intero ciclo petrolifero: dall'approvvigionamento di materia prima alla raffinazione, sino alla distribuzione e vendita dei prodotti finiti.

Come sopra accennato, dalla fine degli anni Novanta, il Gruppo api ha anche intrapreso la strada della produzione di energia elettrica sia da fonti tradizionali che rinnovabili. Queste ultime fanno oggi capo ad api nòva energia s.r.l.

Cuore dell'attività produttiva è il sito di Falconara M.ma, in provincia di Ancona, che rappresenta il più importante polo energetico delle Marche e uno dei più importanti del Centro Italia. Qui, infatti, viene svolta sia l'attività di raffinazione che quella di produzione di energia elettrica, quest'ultima attraverso l'ex impianto IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle), per il quale, nel corso del 2014, è stata autorizzato il cambio di alimentazione della sezione turbogas da syngas a metano, con conseguente messa in conservazione della sezione di gassificazione

La gestione delle attività presenti sul sito, nonché la proprietà della parte di raffinazione, è di api raffineria di Ancona SpA, mentre la proprietà dell'ex impianto IGCC è della capo gruppo, api anonima petroli italiana Spa.

api raffineria di Ancona SpA è la società proponente la realizzazione degli interventi previsti dal progetto in esame.

La distribuzione dei prodotti finiti provenienti dal ciclo di raffinazione, sia rete, con il marchio IP, sia extrarete, è curata a direttamente dall'api anonima petroli italiana.

api holding si trova al vertice del Gruppo; alla holding riporta direttamente api anonima petroli che a sua volta controlla al 100% api raffineria ed api nòva energia.

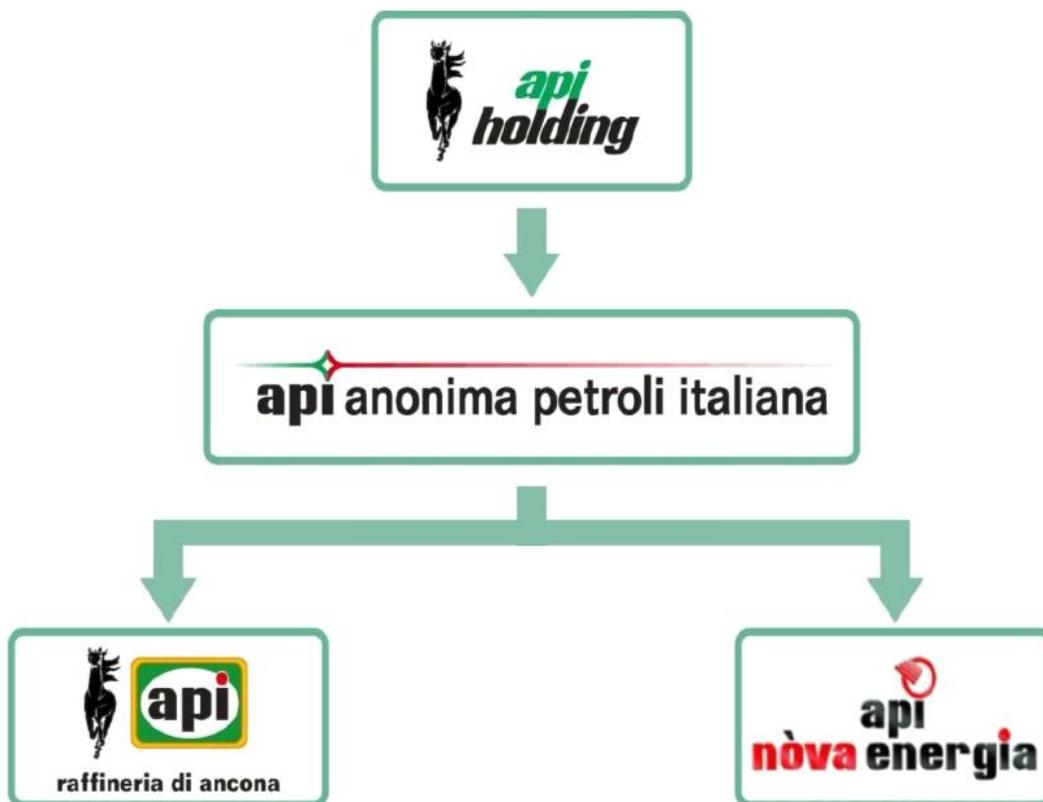


Figura 1 – Assetto del Gruppo api

2 Inserimento urbanistico

2.1 Ubicazione

In **Allegato 1** si riporta la planimetria del Sito (scala 1:1.000) nella quale è rappresentato l'intero sito produttivo api di Falconara M.ma (AN) e sono evidenziate le aree di intervento previste dal presente progetto.

Nell'**Allegato 2** si riportano le planimetrie di dettaglio delle aree di intervento. .

In particolare gli interventi in progetto sono localizzati nell'area ex-HDS2 limitrofa all'impianto oggetto di modifica HDS1.

2.2 Inserimento urbanistico

Piano Regolatore Generale Comunale di Falconara M.ma

Il sito industriale, all'interno del quale è previsto l'intervento in progetto ricade all'interno dell' Ambito territoriale B (A.T.O. B (pianura alluvionale) – S.A.T. B2, ZUD1), pianificato dal PRGC di Falconara M.ma.

Le Norme Tecniche del PRGC definiscono le Zone Omogenee di cui al D.M. 1444/68. La ZUD1, all'interno della quale ricade la Raffineria api, viene definita come Zona Omogenea D - *parti del territorio destinate a nuovi insediamenti per impianti industriali o ad essi assimilati.*

Il progetto risulta pertanto compatibile con la destinazione d'uso del territorio prevista dal PRGC.

In particolare le modifiche in progetto non presentano elementi in contrasto con gli obiettivi e gli indirizzi del Piano, non prevedendo infatti l'occupazione di ulteriori aree rispetto a quelle del Sito Industriale api.

Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale di Ancona (PTCP)

L'area all'interno della quale ricade l'intervento appartiene all'*Ambito Territoriale del litorale e della prima collina* (Ambito Territoriale A).

Il PTCP individua inoltre 6 Aree Progetto in cui definisce gli interventi infrastrutturali previsti. La Raffineria api di Falconare M.ma ricade all'interno dell'*Area Progetto di Ancona Nord*.

L' Area Progetto in questione comprende la parte terminale della pianura alluvionale del fiume Esino fino alla foce, nel territorio dei Comuni di Falconara M.ma, Chiaravalle e Jesi, e l'ambito costiero a Nord di Ancona a cavallo dei Comuni di Ancona e Falconara.

In quest'area vi è la più alta concentrazione a livello regionale di nodi di interscambio e reti infrastrutturali di rilevanza regionale e nazionale, oltre che di insediamenti industriali.

Gli interventi in progetto non presentano elementi in contrasto con gli obiettivi e gli indirizzi del Piano ed inoltre non risultano in contrasto con gli interventi infrastrutturali di progetto previsti per l'"Area Progetto di Ancona Nord".

2.3 Accesso allo stabilimento

Le vie di accesso allo stabilimento sono individuabili nella planimetria generale riportata in **Allegato 1**.

Per le fasi di cantiere si prevede l'utilizzo della normale viabilità del Sito Industriale, che risulta essere adeguata e sufficiente.

Per la realizzazione delle modifiche in progetto non si prevede la necessità di avvalersi di trasporti eccezionali e comunque non sarà necessario adeguare i punti di accesso al sito.

2.4 Servizi e infrastrutture del sito

I servizi e le infrastrutture del Sito Industriale a servizio dell'impianto oggetto di modifica sono di seguito elencati:

- Fuel gas (Refinery gas), prodotto in situ e/o metano prelevato dalla rete SNAM; ;
- Fuel oil, prodotto in situ;



-
- E.E. prodotta dall'ex impianto IGCC o prelevata dalla rete esterna e distribuita attraverso la rete interna;
 - Vapore, prodotto in situ, Acqua di Raffreddamento, Aria Strumenti ed Azoto distribuiti attraverso la rete interna;
 - Rete fognaria e Unità di trattamento effluenti per la presa in consegna e il trattamento delle acque reflue;
 - Sistema di torcia.

Nella tabella alla pagina seguente sono indicati tutti i fluidi di servizio disponibili nel sito con le relative condizioni di esercizio e di progetto.

FLUIDO	PRESSIONE kg/cm ²			TEMPERATURA °C		
	Norm.	Min.	Progett	Norm.	Min.	Progetto
VAPORE ALTA PRESSIONE	42.0	40.0	50.0	420	-	430
VAPORE MEDIA PRESSIONE	9.0	8.0	12.0	270	200	300
VAPORE MEDIA PRESSIONE desurriscaldato (Zona olio diatermico e Bitume) barg	17.0	16.0	20	230	220	300
VAPORE BASSA PRESSIONE	3.5	-	5.5	165	150	250
CONDENSATO (bassa pressione)	2.5	-	5.5	-	-	250
CONDENSATO (media pressione)		-	12.0	-	-	300
CONDENSATO (media pressione) (Zona olio diatermico e Bitume) barg		-	20	-	-	300
CONDENSATO FREDDO Acqua alimento caldaie per MPS e LPS	13.5	-	18.0	80	50	90
ACQUA ALIMENTO CALDAIA	60	-	75	105	100	130
COOLING WATER alimentazione / ritorno	4.0 / 3.0	3.0 / 2.0	7.0 / 7.0	29 / 40	- / -	70 / 70
ARIA STRUMENTI	4.0	3.0	10.5	AMB.	-	60
ARIA SERVIZIO	4.0	-	15.0	AMB.	-	60
AZOTO	10.0		18.0	AMB.	-	60
ACQUA SERVIZIO	4.0	-	7.0	AMB.	-	60
FUEL GAS	3.2	2.5	6.0	35	-	60
AMMINA POVERA	13.0	-	29.0	40	-	90
AMMINA RICCA RITORNO (condizioni per rating 150)	-	8	-	-	-	90
WASH OIL	7.0	-	12.0	40	-	70
ACQUA ACIDA	2.5	1.0	10.0	-	-	75
ACQUA ANTINCENDIO	7.0		15.0	30	-	60
SLOP (condizioni per rating 150)	2.0	0.5	17.0	-	-	100
CLOSED DRAIN HEADER	Adozione condizioni di progetto rating 300					
TORCIA IDROCARBURICA	-	-	3.5	35	-	382 (short time) 120
TORCIA ACIDA	-	-	3.5			200

3 Norme di progetto

3.1 Norme e codici progettuali

Il progetto dei componenti previsti per le modifiche in progetto verrà eseguito nel rispetto delle norme vigenti e seguendo le norme tecniche progettuali applicabili agli interventi in progetto.

In particolare la progettazione di dettaglio verrà effettuata in accordo con le norme tecniche relative al progetto di macchine e di apparecchiature in pressione

3.2 Principali norme di sicurezza e ambientali applicabili

La progettazione, i materiali delle apparecchiature e la loro installazione dovranno essere in accordo con le Leggi e Normative italiane ed europee in vigore.

In particolare le principali Norme vigenti in materia ambientale e di sicurezza che verranno considerate nella progettazione sono le seguenti:

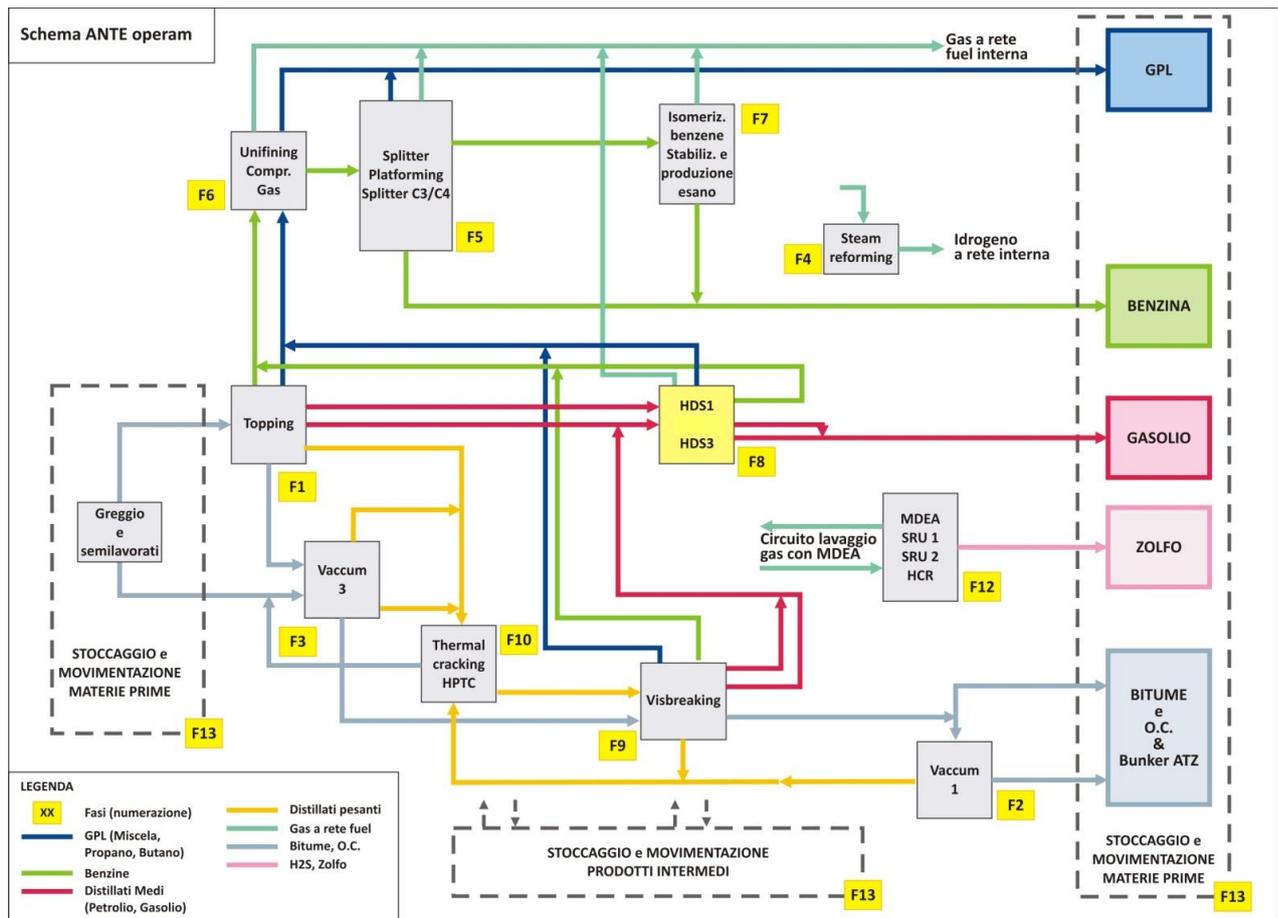
- **Norme di natura ambientale:** D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006, “Norme in materia ambientale” e s.m.i.; D.Lgs n. 42 del 22 gennaio 2004, “Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137” e s.m.i; Legge n. 447 del 26 ottobre 1995, “Legge quadro sull'inquinamento acustico” e s.m.i.; D.Lgs n. 216 del 4 aprile 2006, “Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto” e s.m.i.; Large Combustion Plants (LCP) Bref 07/2006, etc..
- **Norme tecniche di carattere geologico-geotecnico**
- **Norme tecniche di carattere idraulico e difesa del suolo**
- **Norme in materia di sicurezza:** D.P.R. 689/59 “Determinazione delle aziende e lavorazioni soggette, ai fini della prevenzione degli incendi, al controllo del Comando del Corpo dei vigili del fuoco”; D.P.R. 577/82 “Approvazione del regolamento concernente l'espletamento dei servizi di prevenzione e di



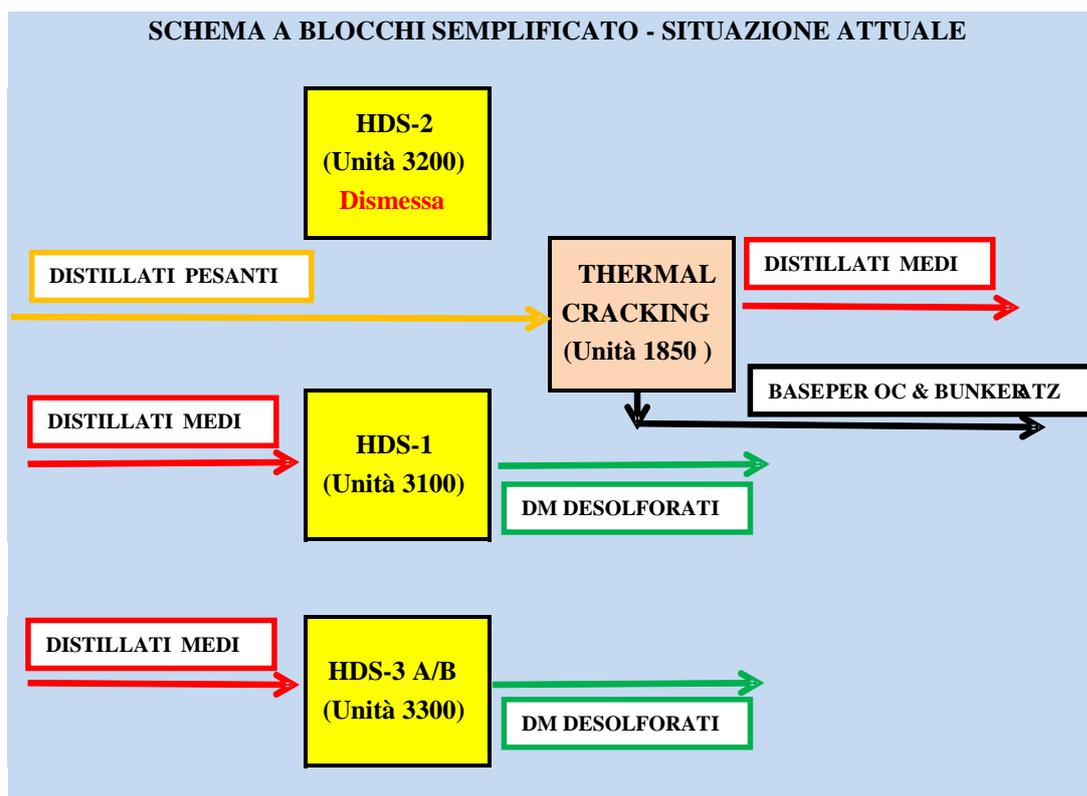
vigilanza antincendi”; D.Lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro” e s.m.i.; etc...

4 Assetto attuale

L'attuale ciclo di desolfurazione distillati medi è costituito da due unità, denominate HDS-1 ed HDS-3 ed è finalizzato, come si evince dallo schema a blocchi di raffineria di seguito riportato, alla produzione dei gasoli autotrazione e riscaldamento.



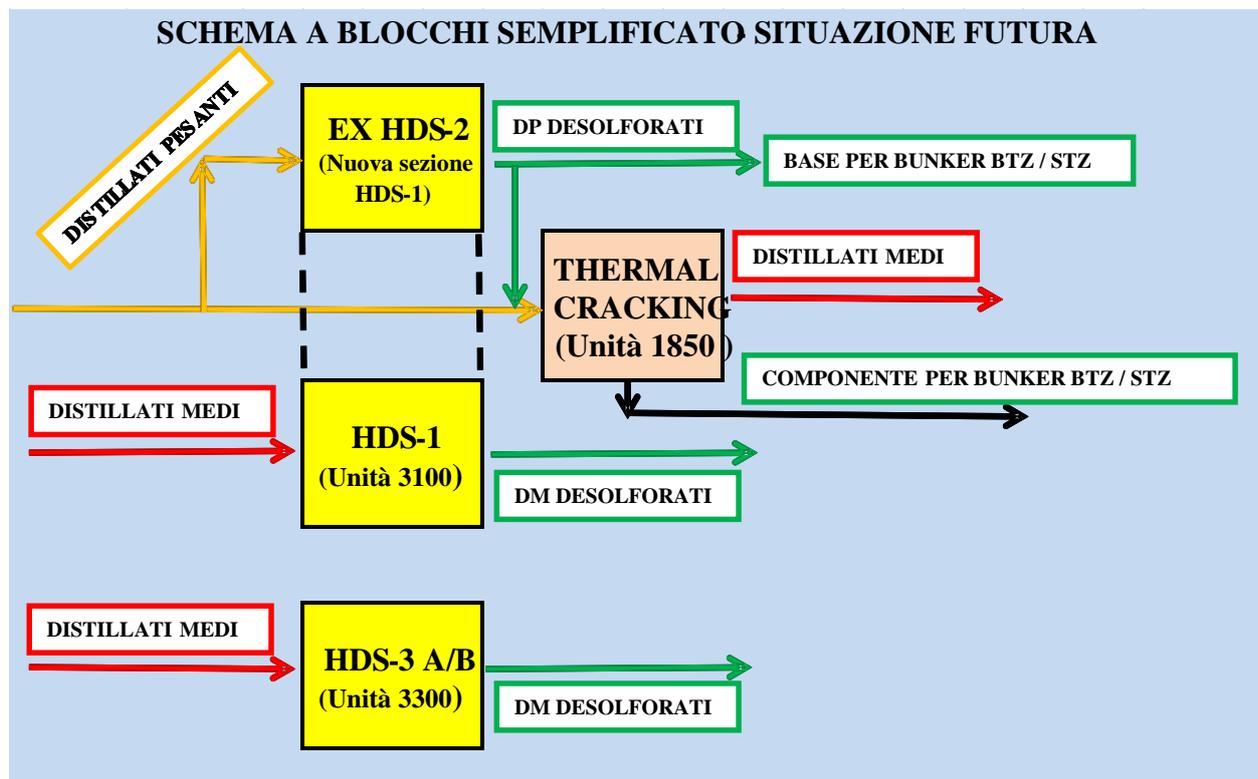
Come rappresentato nel successivo schema a blocchi di dettaglio, al ciclo di desolforazione appartiene anche una terza unità, denominata HDS-2, dismessa qualche anno fa e mantenuta fino ad oggi in stato di conservazione.

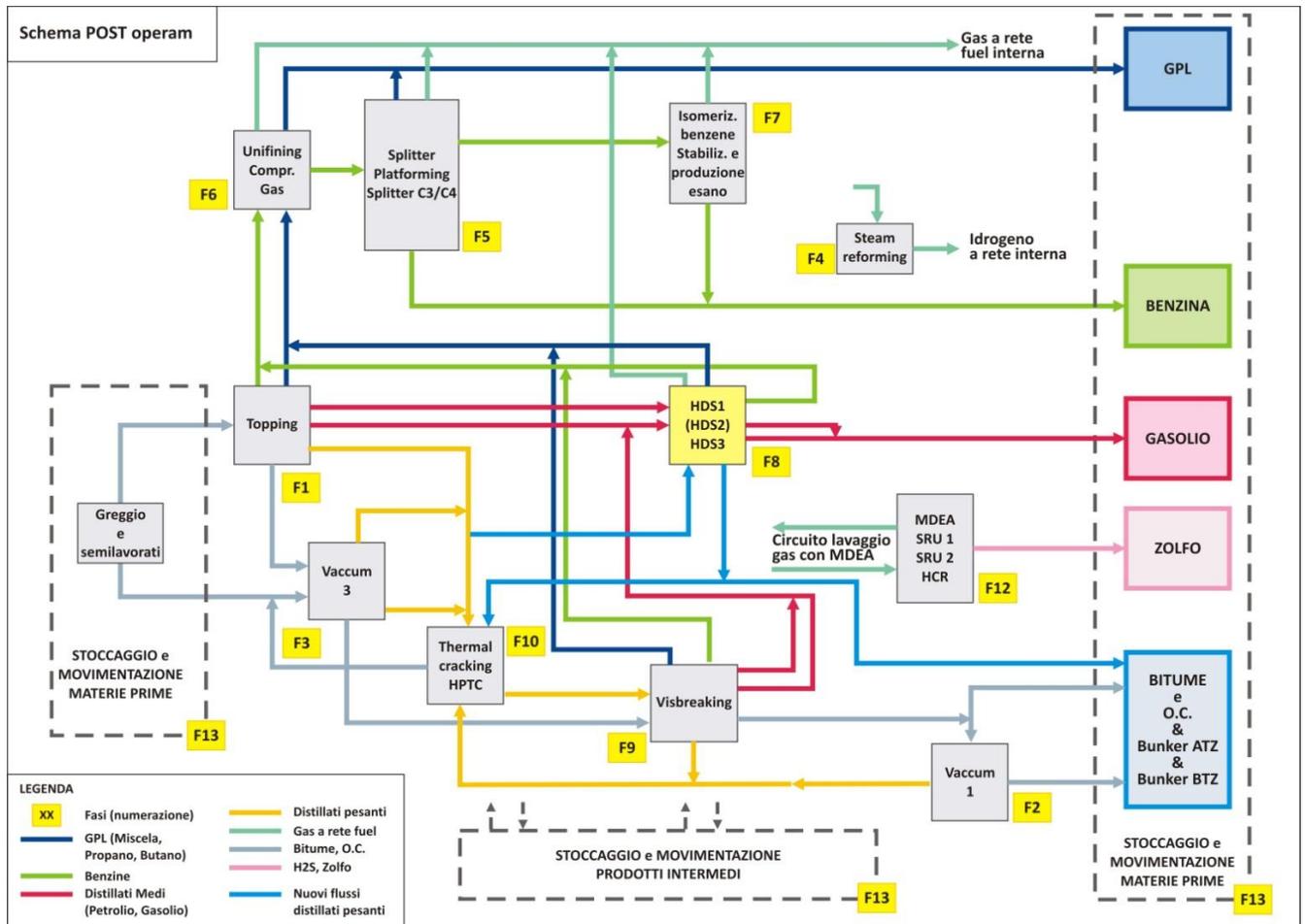


5 Descrizione Impianto nella nuova configurazione

Nella nuova configurazione, l'unità HDS-2 verrà annessa all'unità HDS-1 e destinata al trattamento specifico dei distillati pesanti, oggi inviati direttamente in carica al Thermal cracking. Alcune delle apparecchiature dell'unità HDS-2, come in particolare il forno, obsolete dal punto di vista dell'efficienza energetica, verranno sostituite.

Nel seguente schema a blocchi di dettaglio è rappresentato quello che sarà il nuovo assetto del ciclo desolforazione distillati medi / pesanti, mentre nel successivo schema a blocchi di raffineria è rappresentata la sua collocazione rispetto all'intero ciclo di lavorazione, con l'evidenziazione dei flussi (in azzurro) dei prodotti desolforati nella nuova sezione destinati, direttamente o previo passaggio al Thermal Cracking, alla formulazione del Bunker Marina BTZ





5.1 Descrizione di processo

La lettura della presente descrizione di processo va integrata facendo riferimento ad allo Schema di Processo Quantificato, relativo alla modifica del ciclo desolfurazione distillati e allo Schema di Processo del Sistema di Raffreddamento in **Allegato 3**.

La nuova sezione (ex HDS-2) dell'impianto HDS-1 viene alimentata da una corrente di gasolio pesante (di seguito: gasolio), proveniente dagli impianti di produzione ad una temperatura compresa tra 250÷270°C, che entra nell'Accumulatore di Carica D-3291, polmonato con fuel gas alla pressione operativa di 2.5 barg.

Allo scopo di raggiungere la portata operativa richiesta, alla nuova sezione viene inoltre alimentata, in controllo di livello sullo stesso Accumulatore D-3291, una seconda



corrente di gasolio pesante (di seguito: gasolio) freddo proveniente da serbatoi di stoccaggio.

Tramite le Pompe di Carica P-3291A/B il gasolio viene inviato, con portata mantenuta costante da una valvola di regolazione e alla pressione di 37 barg, agli Scambiatori Carica/Effluente E-3201A/D dove viene preriscaldato dal prodotto di fondo del 2° Reattore ex-HDS-2, R-3251.

Il gasolio così preriscaldato viene miscelato con una corrente di idrogeno (in eccesso rispetto alla quantità stechiometrica necessaria), costituita da idrogeno di ricircolo proveniente dai compressori HDS-1 e da idrogeno fresco di make-up proveniente dall'unità U-3600. Tale corrente, prima della miscelazione con la carica, viene riscaldata a 200°C dai fumi di combustione nella zona convettiva del forno di reazione, F-3291.

A valle dell'iniezione di idrogeno, la miscela idrocarburica entra a sua volta nel Forno dove viene riscaldata dapprima nella zona convettiva e successivamente nella zona radiante della camera di combustione.

La portata di combustibile alimentata al forno viene regolata in modo tale da mantenere il desiderato valore di temperatura in uscita forno. Tale valore può variare leggermente in relazione al tipo di alimentazione utilizzata ed in modo più significativo in funzione del grado di attività residua del catalizzatore, in ogni caso risulta compreso tra 322 e 395°C.

In uscita dal forno, la miscela idrocarburica attraversa i due reattori catalitici a letto fisso in serie R-3201 (1° Reattore ex HDS-2) e R-3251 (2° Reattore ex HDS-2) e, a causa dell'esotermicità della reazione di desolforazione e in funzione del tipo di alimentazione, esce ad una temperatura compresa tra i 354 ed i 425°C.

Gli effluenti di reazione in uscita dal fondo del reattore R-3251, dopo esser stati raffreddati negli scambiatori E-3201A/D scambiando con la carica, vengono convogliati nel Separatore Caldo D-3292 dove avviene una prima separazione tra la fase gassosa e la fase liquida della corrente in ingresso.

La fase vapore in uscita dal separatore D-3292 viene raffreddata mediante l'iniezione di una corrente d'acqua liquida in pressione a 100°C. L'istantanea vaporizzazione

dell'acqua a contatto con la miscela idrocarburica produce un brusco abbattimento della temperatura con conseguente condensazione dei componenti idrocarburici più pesanti.

Tali idrocarburi pesanti, assieme a quelli recuperati dal demister collocato in testa all'Abbattitore Pesanti D-3293, vengono fatti ricadere nel Separatore Caldo D-3292. L'abbattitore viene mantenuto alla temperatura desiderata, compresa tra i 240 ed i 270°C a seconda del tipo di alimentazione, regolando la portata della corrente d'acqua.

La fase vapore in uscita dal D-3293 subisce un'ulteriore miscelazione con acqua in pressione a 101°C col duplice scopo di costituire una fase liquida e di garantire che non si depositino sali all'interno delle tubazioni a valle (per esempio solfato di ammonio e cloruro di ammonio) prodotti a seguito della desolforazione e che potrebbero creare problemi di corrosione.

La miscela risultante viene raffreddata dapprima nello scambiatore ad aria E-3291, 1° Refrigerante Separatore Caldo, fino alla temperatura di 60°C circa e quindi nello scambiatore a fascio tubiero E-3201C, Condensatore Separatore Caldo, fino alla temperatura di 35°C.

A questo punto viene alimentata al Separatore Freddo D-3201 dove avviene la separazione tra la fase vapore, ricca in H₂S ed idrogeno non reagito, che viene inviata alla colonna di lavaggio con soluzione amminica T-3102 comune con la HDS-1 in quanto dotata di capacità tale da poter trattare anche questo stream gassoso. La fase liquida, contenente acqua ed eventuali idrocarburi leggeri disciolti, che viene iniettata nella linea a valle della testa della Stabilizzatrice T-3201.

La fase liquida in uscita dal fondo del separatore D-3292, viene inviata al piatto 16 della Stabilizzatrice T-3201 in controllo di livello. Si tratta di una colonna dotata di trenta piatti che opera ad una pressione di 1.5 barg e ad una temperatura che varia a seconda del tipo di alimentazione e del grado di attività residua del catalizzatore, ma comunque compresa tra 310 e 334°C sul fondo e 221÷297°C in testa.

Sul fondo della Colonna T-3201 viene inviata una corrente di vapore a media pressione leggermente surriscaldata nella convettiva del forno F-3291.



Tale corrente di vapore svolge la funzione di agente strippante (abbassando la pressione parziale di H₂S e degli idrocarburi in fase vapore) con lo scopo di ridurre la quantità di H₂S nel prodotto di fondo colonna sino a specifica, innalzandone contemporaneamente il flash point.

La fase vapore che esce dalla testa della colonna subisce un primo raffreddamento a seguito della miscelazione con la corrente liquida proveniente dal fondo del separatore D-3201 e viene ulteriormente raffreddata passando dapprima nello scambiatore ad aria E-3202B, 1° Refrigerante Stabilizzatrice, e successivamente nello scambiatore E-3254, Condensatore Stabilizzatrice, per entrare infine nel Separatore Testa Stabilizzatrice D-3202 alla temperatura di 35°C.

Il separatore trifase D-3202 permette la separazione tra le seguenti fasi:

- vapore, ricca in idrocarburi leggeri ed H₂S;
- acquosa, a carattere acido perché contenente tracce di H₂S disciolto
- oleosa, contenente idrocarburi e H₂S disciolto.

La fase vapore viene inviata all'Unità' 3500 ove avvengono la compressione ed il recupero degli idrocarburi leggeri, mentre la fase acquosa viene rilanciata tramite le Pompe Estrazione Acqua P-3294A/B al trattamento delle acque acide S.W.S.

Tramite le Pompe Riflusso Stabilizzatrice P-3293A/B, la fase oleosa viene in parte riflussata, in controllo di portata, in testa alla colonna T-3201, allo scopo di evitare il trascinarsi di idrocarburi pesanti nel vapore in uscita dalla testa della colonna, mentre la restante portata di fase oleosa viene inviata in regolazione di livello all'Unità' HDS-3A o B per i successivi trattamenti.

Dal fondo della colonna T-3201 si ottiene il prodotto desolfurato che, tramite le Pompe Fondo Stabilizzatrice P-3292A/B, viene inviato ad un "sistema di raffreddamento" che permette di raggiungere i serbatoi di stoccaggio del combustibile marino BTZ TK-212, TK213, TK216, quale prodotto principale per la sua formulazione, dove viene mantenuto alla temperatura di stoccaggio di circa 90°C.

In alternativa, tramite le medesime pompe, il fondo colonna viene inviato, in regolazione di livello al Thermal Cracking.

Il sistema di raffreddamento (v. Schema Processo Sistema Raffreddamento, in **Allegato 3**) è stato progettato per recuperare energia termica tramite lo scambiatore ex-E1909, che permette di produrre vapore a bassa pressione, ed il successivo scambiatore ex-E1905C che permette di preriscaldare la carica Thermal Cracking proveniente da stoccaggio, infine l'ultimo raffreddamento prima dei serbatoi di stoccaggio viene attuato con il sistema raffreddamento ad acqua temperata E1413A-B.

5.2 Basi di Progetto

Nei presente paragrafo sono riportate le basi di progetto ed i principali aspetti ingegneristici della nuova sezione di desolforazione dei distillati pesanti dell'impianto HDS-1, essenzialmente costituita dall'ex impianto HDS-2, riattivato ed ammodernato in alcune sue parti per migliorarne l'efficienza e le performance ambientali.

Essendo il progetto basato sull'utilizzo di un impianto esistente, a meno delle parti ammodernate, la capacità di trattamento della sezione in argomento non varia rispetto a quella originaria dell'impianto HDS-2, così come le massime condizioni di esercizio.

5.2.1 Flussi in carica

La sezione ex HDS-2 dovrà trattare le seguenti cariche di distillati pesanti:

- FEED1: Gasolio Pesante da topping (SRHGO) + Gasolio Leggero da vacuum (LV3GO)
- FEED2: Gasolio Pesante da vacuum (HV3GO)

Mediamente la sezione verrà alimentata con la FEED1 per circa 80% del tempo di marcia, mentre per il rimanente 20% del tempo di marcia verrà alimentato con la FEED2.

Caratteristiche della carica

Caratteristiche		FEED1	FEED2
		Mix SRHGO + LV3GO	HV3GO
COLORE		3,5	7
D15	kg/m ³	920	955
S-PPM	ppm	22898	33500
N	ppm	1150	1600
NBROM		1,8	0,1
Ni+V	mg/kg	1,50	3,50
CCR		0,01	1
Viscosity @40°C	cSt	32	
Viscosity @50°C	cSt	21	154,5
Viscosity	cSt		16,1

Portata di carica

La carica verrà alimentata ai reattori opportunamente premiscelata con H₂ e preriscaldata alle seguenti condizioni:

- Pressione: 32.4 bar(g) massimo
- Portata FEED1: 58000 kg/h
- Portata FEED2: 58000 kg/h

Pari a circa 1400 Tonn/g (stessa capacità collaudata dell'ex impianto HDS-2)

La modifica non comporterà variazioni della capacità massima di lavorazione della Raffineria che rimane quindi pari a 3,9 MMTonn/anno.

Make-up gas e recycle gas in carica

Il Gas di Reintegro (make-up gas) viene prodotto nell'unità di produzione idrogeno (HMU) e costituisce la sorgente di idrogeno ad alta purezza (source 1); la seconda sorgente di Gas di Reintegro viene prodotta dalle unità UNIFINER e HDS-3A (source 2).

Il Gas di Riciclo (recycle gas) viene prodotto dalle unità di hydrotreating presenti in raffineria che usano idrogeno in eccesso per i trattamenti; dopo lavaggio amminico per estrazione dell'idrogeno solforato, il Gas di Riciclo viene opportunamente ricompresso ed alimentato alla rete di distribuzione dedicata (hydrogen recycle network).

Caratteristiche	Make-up Gas Source 1	Make-up Gas Source 2	Recycle Gas
Origine	HMU	Unifiner+HDS-3A bleed	Hydrogen Recycle Network
Composition (vol%)			
H2	99.0	72	68.9
C1	0.5	16	22.5
C2	0.3	6	6.2
C3	0.2	3	1.9
C4	0	1	0.5
i-C5	0	0	0
C6+			
CO + CO2	50 ppm		
Cl (ppm wt)	0	(1)	
H2S (ppm vol)	0	10000	100
MAX Flowrate (Nm3/h)	5500	10800	24000

5.2.2 Caratteristiche Prodotti

Caratteristiche		Feed 1	Feed 2
		Mix (SRHGO+LVGO)	HVGO
Sulfur	%wt	0.2	0.6
water	%vol	0.5	0.5
Flash point	°C	60	60
Hydrogen sulfide	ppm wt	2	2

5.2.3 Condizioni ai limiti di Batteria

Process Fluid	Design Pressure (barg)	Design Temperature (°C)	Operative Pressure (barg)	Operative Temperature (°C)
	FEEDS			
Make-up Gas	42.3	80	35.6	40
Recycle Gas	47.1	120	35.6	80
Feed 1 (SRHGO+LV3GO)	12.8	365	2.5 - 4.5	250
Feed 2 (HV3GO)	11.8	370	2.5 - 7	250 - 270
Feed 3 (from storage)	6.9	50	4.5	50
	PRODUCTS			
Product to Thermal Cracking	5.9	360	2.5	≥ 230
Product to Storage	6.9	150	2.5	70
LP off gas to Unit 3500	3.5	80	1.5	40
T-3201overhead oil to HDS-3A/B	4.9	50	2.9	40
Sour Water to S.W.S.	6.0	100	2.5	40

5.2.2 Performance Richieste

Grado di desolforazione

	Feed 1 (80%)	Feed 2 (20%)
	Mix (SRHGO+LVGO)	HVGO
Sulfur (ppm wt) in ingresso	22898	33500
Sulfur (ppm wt) in uscita	2000	6000
Grado desolforazione	91%	82%
Grado desolforazione medio	89%	

Lunghezza marcia (durata ciclo)

La lunghezza marcia minima garantita richiesta è di 12 mesi, con le portate di carica di progetto ed il grado di desolforazione richiesto.

Catalizzatori

Le suddette performance saranno garantite dai tipici catalizzatori di desolforazione a base di Nichel, Cobalto e Molibdeno.

Sulla base delle caratteristiche delle cariche, delle performance di desolforazione richieste e delle caratteristiche dei due reattori esistenti, è il fornitore dei catalizzatori a definirne il tipo di catalizzatore ed il profilo di carico

Al momento, tra le varie offerte disponibili, tutte naturalmente qualificate, la scelta del fornitore non è stata ancora effettuata; ciò comunque non presenta risvolti ambientali che possano influire sul presente procedimento amministrativo in quanto le modalità di manipolazione, rigenerazione e smaltimento dei catalizzatori in raffineria seguono le medesime procedure.

A solo titolo di esempio si allega uno stralcio di una delle offerte pervenute ove si riporta il profilo di carico e distribuzione dei catalizzatori proposti (**Allegato 4**)

5.3 Servizi ausiliari

L'impianto oggetto del presente progetto di modifica, si avvale dei servizi ausiliari e delle infrastrutture di sito riportati al paragrafo 2.4

5.4 Bilanci di materia e di calore / Schema di marcia (P&I)

5-4.1 Schemi di flusso quantificati

Nello Schema di Processo Quantificato (**Allegato 3**) sono riportate le condizioni, le proprietà chimico-fisiche e le composizioni relative alle correnti dell'ex impianto HDS-2 nella nuova configurazione.

Detto schema si riferisce all'assetto più rappresentativo, ovvero quello con la carica "Feed" ad inizio marcia "start of run (SOR)".

Non sono stati pertanto allegati al presente documento gli altri tre schemi di processo quantificati, relativi alla "Feed 1" a fine marcia "end of run (EOR)" e alla "Feed 2" ad inizio e fine marcia

5-4.2 Schemi di marcia (P&I)

In **Allegato 5** sono riportati gli schemi di marcia (P&I) dell'ex impianto HDS-2 con tutta la strumentazione di processo e di controllo prevista sull'impianto, meglio descritta ai successivi cap. 6 e paragrafo 8.2

6 Descrizione degli interventi

La realizzazione del progetto in esame prevede il riutilizzo del maggior numero possibile di apparecchi dell'Unità esistente HDS-2 e l'integrazione con nuovi apparecchi di quelli mancanti e/o valutati inadatti ad operare nelle nuove condizioni imposte dal processo e/o per le loro performance ambientali / energetiche

Le modifiche previste sul suddetto impianto, che costituirà la sezione di desolfurazione distillati medi dell'impianto desolfurazione HDS-1, sono di seguito descritte:

- Smantellamento dell'esistente forno e camino e sostituzione con un nuovo forno e un nuovo camino con collegamento a quest'ultimo, tramite nuovo condotto, dei fumi provenienti dal forno F-3101 B dell'unità HDS-1.
- Smontaggio delle esistenti apparecchiature E-3201 A e D, E-3205 B, E-3254, E-3202B e loro rilocazione rispettivamente a terra di fianco, al di sotto della struttura, al piano +8.000 e al piano +12.000 della stessa struttura attualmente supportante gli apparecchi E-3202 A e B.
- Al piano +8.000 della stessa struttura verrà installata anche la nuova apparecchiatura D-3293.
- La stessa struttura dovrà essere alzata e rinforzata, con le relative fondazioni
- A terra sotto la suddetta struttura verrà realizzata la nuova fondazione della nuova apparecchiatura D-
- Smontaggio delle esistenti apparecchiature E-3201 B come pure E-3202 A di cui non si prevede il riutilizzo.
- Verranno riutilizzate le esistenti apparecchiature R-3251, R-3201, D-3201, T-3201, D-3202 senza necessità di rilocazione.
- Saranno installate le altre nuove apparecchiature D-3291, P-3291 A e B, P-3292 A e B e P-3293 A e B con la esecuzione delle relative fondazioni
- Verranno smantellate alcune tubazioni esistenti non più in servizio e saranno sostituite da alcune delle tubazioni di nuova installazione

- La strumentazione di campo sarà totalmente di nuova installazione incluse valvole di controllo, on/off, motorizzate e di sicurezza. Verrà integrato il sistema di illuminazione normale e di emergenza in corrispondenza delle nuove apparecchiature come pure la rete di terra sempre in corrispondenza di queste ultime.
- Verrà integrato il sistema antincendio e rivelazione
- Sull'impianto HDS- 1 è prevista unicamente l' eliminazione del camino del forno F-3101 B onde consentirne il collegamento tramite nuovo condotto e relativa supportazione da terra con il nuovo forno dell'ex unità HDS-2.

6.1 Dettaglio delle apparecchiature

Di seguito è riportato l'elenco delle apparecchiature riutilizzate e di quelle nuove; per queste ultime sono indicate anche le loro principali caratteristiche:

Apparecchi riutilizzati

D-3201 Separatore Freddo
D-3202 Separatore Testa Stabilizzatrice
E-3201 A D Scambiatore Carica-Effluente
E-3201 C Condensatore Separatore Caldo
E-3202 B 1° Refrigerante Stabilizzatrice
E-3254 Condensatore Stabilizzatrice
R-3201 1° Reattore HDS-2
R-3251 2° Reattore HDS-2
T-3102 Colonna di lavaggio gas HDS1-HDS2
T-3201 Stabilizzatrice
Ex E-1909 Generatore di vapore-fondo stabilizzatrice
Ex E-1905C Scambiatore Fondo Stabilizz./Carica TH.C.

Apparecchi nuovi

D-3291 Accumulatore di Carica
D-3292 Separatore Caldo
D-3293 Abbattitore Pesanti
E-3291 1° Refrigerante Separatore Caldo
F-3201 Forno Reattore HDS-2
P-3291 AB Pompe di carica
P-3292 AB Pompe Fondo Stabilizzatrice
P-3293 AB Pompe Riflusso Stabilizzatrice
P-3294 AB Pompe Estrazione Acqua

6.1.1 Caratteristiche apparecchiature di nuova installazione

Le caratteristiche delle nuove apparecchiature sono riportate nei data sheet in **Allegato**

6

Per il Forno F-3201, (che avrà la denominazione finale F-3291) che costituisce l'apparecchiatura nuova più significativa, sono stati riportati maggiori dettagli, ovvero, oltre al data sheet del costruttore, anche le caratteristiche dei bruciatori (significative dal punto di vista ambientale) e il disegno costruttivo dello stesso forno

I motivi per i quali non si è ritenuto di poter utilizzare il forno esistente, che verrà pertanto smantellato sono sia di processo (necessità di avere un profilo termico ottimale in relazione alle caratteristiche della carica) sia di risparmio energetico, con conseguenti benefici anche sui livelli di emissione.

Infatti, in merito a quest'ultimo aspetto, come risulta dal data sheet allegato il duty di progetto del forno è di 5,990 MW (pari a circa 1/10 di un Grande Impianto di Combustione) con un rendimento garantito del 89,2% e un expected del 90,1, il che porta ad un consumo annuo complessivo di 47.760 MWh/anno (con un fattore utilizzo impianto di circa il 91%).

Nel suddetto data sheet sono riportate anche le condizioni di esercizio del forno con le due cariche alternative sopra riportate., mentre nel data sheet dei bruciatori sono riportati i dati di emissione, in parte garantiti ed in parte expected, dal fornitore.

Nello studio preliminare ambientale sono stati conseguentemente assunti i seguenti valori di emissione:

Dati emissivi F3201	
Inquinanti	mg/Nmc
NOx	90
SO2	30
Polveri	4
CO	10

Il camino di emissione fumi, oltre che servire il presente forno, colleterà e convoglierà all'atmosfera anche i fumi dell'esistente forno asservito all'impianto HDS-1, il cui camino, al termine dei lavori relativi al progetto, verrà demolito.

Non vi sarà quindi un nuovo punto di emissione, ma verrà effettuata solo una rilocazione di circa 20 mt l'esistente camino E-7 adeguandone la sezione alla nuova portata fumi proveniente da entrambi gli impianti.

Nel disegno costruttivo del forno, allegato, è riportata la sezione del nuovo camino E-7, dove si può vedere il punto di inserimento del condotto fumi dell'esistente forno dell'impianto HDS-1

Come riportato del data sheet, i bruciatori del forno saranno alimentati dalla rete fuel gas di raffineria. Le condizioni operative della rete fuel gas di raffineria sono le seguenti:

- Pressione normale / massima / progetto: 3.1 bar(g) / 5.9 bar(g) / 5.9 bar(g)
- Temperatura normale / massima / progetto: 35 °C / 60 °C / 60 °C

La composizione e le caratteristiche termiche del fuel gas di raffineria sono le seguenti:

H ₂	47.3	%vol
C ₁	39.2	%vol
C ₂	8.7	%vol
C ₃	3.2	%vol
C ₄	1.2	%vol
C ₅	0.4	%vol
H ₂ S	0.0 - 100	ppm wt
Min net LHV	11928	kcal/kg
Norm net LHV	12920	kcal/kg
Max net LHV	13770	kcal/kg
MW	12.26	g/mole

6.1.2 Apparecchiature esistenti riutilizzate

Tutte le apparecchiature esistenti sono state verificate dal punto di vista del processo e dell'idoneità alle nuove condizioni operative come riportato nei data sheet in **Allegato 7**.

Per i due Reattori, R-3201 ed R-3251, che sono le due apparecchiature più importanti riutilizzati, nel suddetto allegato sono riportati i disegni meccanici dai quali risulta il volume netto utilizzabile per il caricamento del catalizzatore:

- R-3251 65 m³ circa
- R-3201 24 m³ circa

Sulla base dei costruttivi e di tali indicazioni volumetriche i fornitori dei catalizzatori hanno formulato le loro proposte (v. scheda catalizzatori in **Allegato 4**)

Le apparecchiature esistenti riutilizzate per le quali saranno variate le originali condizioni di progetto, si intraprenderà apposita procedura di valutazione di conformità in ottemperanza al DLgs 93/2000 come previsto dal DM 329/2004 art. 14 comma 3.

Per le apparecchiature che non modificano le condizioni di progetto e saranno riattivate alle medesime condizioni, si procederà secondo quanto previsto al DLgs 81/08 Titolo III art. 71 comma 8 e dal DM 329/2004 art. 7 e 12 e quindi con rilascio finale del verbale di verifica integrità a cura dell'ente incaricato per le attività di verifica.

6.1.3 Materiali

I materiali delle apparecchiature nuove e di quelle esistenti, nonché delle linee, sono riportate nello "schema utilizzo materiali" in **Allegato 8**

7 Organizzazione di esercizio, manutenzione e HSE

La gestione e la manutenzione della nuova sezione verrà integrata all'interno dell'organizzazione gestionale dell'attuale Impianto e dell'intero complesso di Raffineria.

La struttura organizzativa di sito prevede una figura direttiva comune all'intero sito da cui dipendono i responsabili delle seguenti aree tecnico/amministrative:

- Operativo, ovvero il gruppo di operatori di campo e di sala controllo, oltre al supporto tecnico e di processo;
- Manutenzione, con gli specialisti delle varie discipline (meccanica, elettrica, Strumentazione e controllo) e dell'ingegneria di manutenzione, che si occupa anche della pianificazione delle attività manutentive;
- Amministrazione (contabilità, controllo costi, gestione magazzino, etc.);
- La funzione Qualità, Ambiente, Salute e Sicurezza, infine, comune all'intero sito.

A seguito dell'intervento in progetto non è quindi prevista la riorganizzazione e/o integrazione dello staff di gestione degli impianti di Raffineria.

8 Sicurezza dell’Impianto e tutela ambientale

8.1 Principi di sicurezza, protezione e tutela ambientale

La Raffineria è dotata di un Sistema di Gestione della Salute e Sicurezza, certificato in conformità alla norma OHSAS 18001, che definisce l’organizzazione della Raffineria ai fini della prevenzione della salute dei lavoratori e dell’attuazione della politica di prevenzione degli incidenti rilevanti. Il sistema è stato sviluppato conformemente alla politica per la salute, la sicurezza, l’ambiente e la prevenzione degli incidenti rilevanti di api definita nel “Manuale del Sistema di Gestione Salute, Sicurezza e Ambiente”.

I contenuti del suddetto Manuale includono, tra l’altro, i seguenti aspetti:

- Politiche;
- Programmi ed obiettivi;
- Organizzazione;
- Prescrizioni legali ed altre;
- Informazione, formazione ed addestramento;
- Dispositivi di protezione individuale;
- Controllo operativo;
- Controllo delle modifiche;
- Permessi di lavoro;
- Approvvigionamenti e Contrattori (Sistema di Gestione degli Appaltatori);
- Manutenzione;
- Ispezioni;
- Sorveglianze e misurazioni (Dispositivi critici di controllo – parametri operativi);
- Preparazione alle emergenze e risposte;
- Non conformità ed azioni correttive;
- Verifiche interne.



Relativamente al progetto in argomento, al fine di definire anche eventuali implementazioni progettuali, di controllo e di protezione, è stata sviluppata dalla Società T.R.R., che cura anche l'aggiornamento del Rapporto di Sicurezza della Raffineria, un'Analisi di Rischio Preliminare, riportata in **Allegato 9**, le cui conclusioni sono le seguenti:

“La definizione degli scenari incidentali individuati a seguito della modifica in esame risultano comparabili e in particolare inferiori a quelli della U-3100 riportati nel Rapporto di Sicurezza 2014, sia in termini di frequenze di accadimento che di stima delle distanze di danno, visto che le condizioni operative risultano essere simili e le condizioni di rilascio risultano essere caratterizzate da diametri inferiori.

Inoltre il progetto prevede comunque in base agli standard di Raffineria S.I.023 e S.I. 024, l'introduzione di sistemi di rilevazione gas HC e Idrogeno Solforato e l'utilizzo di sistemi fire proofing, laddove applicabile, o sistemi equivalenti.”

8.2 Strumentazione e sistema di controllo, rilevazione e blocco (DCS)

Le apparecchiature e macchine della nuova sezione saranno dotate di tecnologie di controllo e strumentazione adeguate per garantire la massima sicurezza di esercizio.

L'impianto sarà monitorato e controllato tramite strumentazione elettronica. Tutta la strumentazione sarà in accordo ai P&I e sarà progettata, installata e fornita in accordo alle norme CEI/CENELEC/IEC e agli standard e raccomandazione pratiche ISA.

Tutta la strumentazione sarà progettata in accordo alle norme, standard e leggi italiane e direttive comunitarie applicabili.

L'impianto sarà monitorato e controllato dal sistema di controllo distribuito (DCS) di impianto.

Il sistema DCS sarà implementato a livello hardware e software per l'acquisizione dei nuovi segnali, la realizzazione delle regolazioni e per l'interfaccia operatore tramite opportune pagine grafiche che ricalcheranno gli schemi d'impianto. Il DCS consentirà la gestione di tutti gli allarmi e la registrazione storico degli eventi e dei trend delle variabili di processo controllate. L'impianto sarà quindi completamente controllato tramite l'adattamento dell'attuale sistema.

Ciascun sistema sarà specificato, fornito, installato e configurato nel dettaglio e le caratteristiche generali saranno in accordo alle procedure interne api.

8.3 Organizzazione delle attività di ispezione, controllo e manutenzione

Il Sito Industriale di Falconara M.ma gestisce le attività di manutenzione meccanica elettrica e strumentale, attraverso vari programmi di intervento. Questi si differenziano in piani pluriennali/annuali e settimanali/giornalieri.

I piani pluriennali ed annuali sono i piani:

- di fermata;
- di grossi interventi straordinari;
- di manutenzione preventiva;

- di analisi predittiva e di ispezione.

La pianificazione degli interventi di attività particolari quali:

- la fermata generale impianti,
- le manutenzioni straordinarie,
- sono tipicamente dei piani pluriennali, messi a punto nel dettaglio annualmente in funzione dei rapporti ispettivi, delle scadenze di legge, dalle verifiche e dalle proposte dell'analisi operativa e dalle richieste operative.

Per quanto riguarda le manutenzioni generali impianti è opportuno evidenziare che gli impianti vengono fermati tutti gli anni per effettuare gli interventi di manutenzione generale necessari. Questa frequenza è superiore a quella usata da altre raffinerie, che generalmente effettuano le fermate delle varie Unità a rotazione, ciascuna ogni 4÷5 anni.

Per quanto riguarda invece:

- i piani di manutenzione preventiva,
- i piani di analisi predittiva o di ispezione.

anche questi sono tipicamente dei piani pluriennali messi a punto con l'ausilio dell'ingegneria di manutenzione e dell'ispezione.

Nei piani di monitoraggio del sito verrà di sito verranno incluse le apparecchiature della nuova sezione in progetto.

9 Fattori/prestazioni ambientali in fase di esercizio

9.1 Consumi energetici

Nella tabella seguente si riporta una sintesi del consumo di risorse associato all'esercizio dell'impianto HDS-1.

In particolare vengo riportate:

- le variazioni di consumi elettrici attesi;
- le variazioni di consumo di energia termica legate all'introduzione della nuova sezione e le variazioni attese agli altri impianti di Raffineria.

CONSUMI ENERGETICI DI STABILIMENTO	
Energia elettrica consumata annuale	
Energia Elettrica consumata	203.348.497 MWh
Variazione consumo HDS2/1	+1.724 MWh
Variazione consumo Energia elettrica annua	
Energia Elettrica consumata	+1.724 MWh
Energia termica consumata annuale	
Consumo attuale	3.089.037 MWh
Variazione consumo HDS1/2	+47.760 MWh
Riduzione per recuperi termici	-23.120 MWh
Riduzione capacità Vacuum1 al 75%	-36.958 MWh
Variazione consumo Energia termica annua	
Energia termica consumata	-12.318 MWh

Dalla tabella si evince una sostanziale riduzione dei consumi termici a seguito della realizzazione degli interventi in progetto e di quelli direttamente ed indirettamente associati.

9.2 Emissioni Gassose

Le modifiche proposte comporteranno lo spostamento del camino E7 esistente ed alcune variazioni minime delle caratteristiche dimensionali dello stesso.

In tabella seguente si riportano le caratteristiche del camino E7 in progetto.

Id	Altezza (m)	Diametro (m)	Coordinate	
			Latitudine	Longitudine
E7- HDS-1 Modificato	46,15	1,45	4833060	2389150

La modifica in progetto comporterà l'introduzione di un nuovo flusso emissivo convogliato al punto di emissione E7 già asservito all'attuale impianto HDS-1.

Come sopra accennato, a seguito del progetto proposto, è prevista una riduzione, di almeno il 25%, della carica dell'Unità Vacuum I, posta a valle dell'intero ciclo di raffineria, per effetto dell'estrazione a monte della stessa dello stream desolfurato destinato al bunker marina.

L'intervento proposto comporterà inoltre, grazie all'introduzione della sezione di scambio termico in carica al Thermal Cracking, una riduzione del combustibile richiesto dallo stesso impianto

L'effetto di quanto sopra in termini di riduzione dei flussi emissivi è quantificabili in circa:

- il 3% delle emissioni dell'impianto Thermal Cracking;
- il 25% delle emissioni dell'impianto Vacuum 1.

I dati di progetto, garantiti dal fornitore, del nuovo forno F3291 sono riportati nel seguente prospetto.

Dati emissivi F3291	
Inquinanti	mg/Nmc
NOx	90
SO2	30
Polveri	4
CO	10

Tali dati emissivi garantiti sono in linea con le indicazioni europee sulle migliori tecniche disponibili applicabili agli impianti di raffinazione.

Il flusso emissivo introdotto dal progetto di modifica è così quantificabile sulla base dei dati sopra riportati.

Id	Portata (Nm³/h)	Flussi di massa emessi (g/s)			
		Polveri	CO	NOx (espresso come NO₂)	SO₂
Forno F3291	7.235	0,008	0,02	0,18	0,06

Nella successiva tabella si riporta il confronto fra le caratteristiche emissive dei tre punti direttamente ed indirettamente interessati dalle modifiche.

Dai dati riportati in tabella viene evidenziata una sostanziale riduzione dei flussi emissivi di Raffineria.

Confronto assetto ante operam / post operam: Flussi di massa (g/s)				
Inquinanti	Polveri	CO	NOx (espresso come NO2)	SO2
Assetto attuale				
HDS-1	0,039	0,028	0,26	0,39
Vacuum1	0,108	0,162	0,54	2,06
Thermal Cracking	0,079	1,103	2,09	0,55
Assetti futuro				
HDS-1 modificata	0,047	0,048	0,44	0,45
Vacuum1	0,081	0,122	0,41	1,54
Thermal Cracking	0,076	1,070	2,02	0,54
Variazione				
Riduzione	(0,021)	(0,054)	(0,017)	(0,470)

I dati riportati rappresentano una variazione in termini di capacità emissive massime degli impianti.

L'esercizio della modifica in progetto non comporterà in ogni caso il superamento dei limiti di emissione prescritti dal Decreto AIA per la raffineria ed espressi come media pesata di tutte le emissioni convogliate presenti.

La posizione del camino è riportata nella planimetria in **Allegato 10**.

9.3 Consumi idrici ed Effluenti liquidi

I consumi idrici della Raffineria, a seguito della modifica in progetto, subiranno le seguenti variazioni:

- variazioni di consumo di acqua ad uso industriale legata all'alimentazione del nuovo impianto;
- riduzione dei consumi idrici nell'impianto Vacuum1 a seguito della sua riduzione di potenzialità

Il consumo della nuova sezione, sulla base dei dati di consumo deducibili dai diagrammi di flusso quantificati (**Allegato 3**) sarà complessivamente pari a 5 m³/h;

Rispetto ai dati di consumo dell'impianto Vacuum 1 si avrà invece una riduzione di circa 3 m³/h;

Non è invece prevista nessuna variazione significativa per i consumi di acqua potabile e antincendio.

A tale variazione sarà associata un'analogha variazione degli scarichi idrici.

I reflui acidi prodotti dalla nuova sezione a seguito del lavaggio degli effluenti dal reattore, saranno destinati all'impianto Sour Water Stripper (SWS), che tratta le acque acide provenienti dai cicli della Raffineria api.

La realizzazione degli interventi di adeguamento del ciclo di desolforazione gasoli non comporterà modifiche qualitative dei reflui acidi prodotti.

Il flusso scaricato dalla nuova sezione è stimabile in circa 5 m³/h, incremento compatibile con la capacità di progetto dell'impianto SWS (40 m³/h) e poco significativa rispetto alla portata media gestita (28 m³/h).

REFLUI IN INGRESSO AL TRATTAMENTO EFFLUENTI DI STABILIMENTO	
portata autorizzata (m ³ /h)	450
variazione portata reflui dal SWS (m ³ /h)	+5
variazione portata in ingresso al trattamento effluenti(m ³ /h)	+5

Nel passaggio all'assetto post operam si prevede inoltre la riduzione degli scarichi prodotti dall'impianto Vacuum1 a seguito della sua riduzione di potenzialità (1 m³/h).

REFLUI IN INGRESSO AL TRATTAMENTO EFFLUENTI DI STABILIMENTO	
Portata attuale impianto vacuum1(m ³ /h)	2.8
Portata Vacuum 1 al 74% (m ³ /h)	2.07
variazione portata in ingresso al trattamento effluenti(m ³ /h))	-0.73

Sia le acque reflue civili che le acque meteoriche non subiranno modifiche a seguito della realizzazione del progetto proposto in quanto la nuova sezione sarà integrata all'esistente impianto HDS-1.

Il dettaglio della rete di scarico asservita alla nuova sezione è riportata nella planimetria in **Allegato 11**.

9.4 Produzione rifiuti

Durante l'esercizio dell'Impianto HDS-1, o periodicamente a seguito dell'ordinaria manutenzione delle apparecchiature, è prevista la produzione delle seguenti quantità di rifiuti (basata su dati storici degli impianti di Raffineria e rappresentativi di una stima cautelativa):

Descrizione	Produzione media annua (t/anno)
Catalizzatori esausti	40 t/anno

L'impianto HDS-1 produrrà inoltre le seguenti categorie di rifiuti legati a particolari operazioni di manutenzione straordinaria delle apparecchiature, e quindi di difficile quantificazione:

- olio esausto;
- imballaggi in legno;
- rottami ferrosi;
- rifiuti misti da demolizioni;
- terre da scavo.

I rifiuti prodotti verranno tutti gestiti tramite depositi temporanei e successivo conferimento a impianti di trattamento e smaltimento in accordo con la normativa vigente.

9.5 Interazioni fisiche

Gli interventi in progetto comporteranno l'installazione di un numero limitato di nuove apparecchiature, essenzialmente in sostituzione di apparecchiature esistenti.

Il progetto non comporta l'inserimento di sorgenti di radiazioni ionizzanti.

La generazione di radiazioni non ionizzanti sarà molto limitata date le caratteristiche delle apparecchiature in installazione costituisce un'interazione trascurabile. Queste non costituiscono infatti sorgenti significative di campi elettromagnetici.

9.6 Consumi di risorse (materie prime, ausiliarie e servizi)

Il consumo di utilities previsto dalla nuova sezione sarà poco significativo in relazione alle utenze già presente nel sito.

Le principali utilities impiegate saranno le seguenti:

- Boiler feed water per iniezione di acqua a monte ed a valle del D-3293;
- Aria strumenti per la gestione della nuova sezione.

Per i quantitativi utilizzati si rimanda ai diagrammi di flusso quantificati riportati in **Allegato 3**

Il consumo di catalizzatori di reazione per la nuova sezione è invece stimabile in circa 40 t/anno.

9.7 Produzione di zolfo

L'adeguamento della sezione HDS-1 porterà l'incremento della quantità di zolfo recuperata dai prodotti e dai reflui gassosi.

Lo zolfo prodotto dall'unità in progetto è quantificabile in circa 1,29 t/h.

In particolare la nuova sezione avrà una capacità di trattamento di 1400 t/g (invariata rispetto a quella dell'ex impianto HDS-2) e delle performances di desolforazione attese, in funzione della carica di progetto, come riportato nella tabella che segue.

	Feed 1 (80%)	Feed 2 (20%)
	Mix	HVGO
Sulfur (ppm wt) in ingresso	22898	33500
Sulfur (ppm wt) in uscita	2000	6000
Grado desolforazione	91%	82%
Grado desolforazione medio	89%	

9.8 Traffico

Il traffico generato dalla nuova sezione in progetto sarà sostanzialmente derivante dagli spostamenti del personale di Raffineria operante presso l'impianto HDS-1 e dalla movimentazione di materiali ausiliari e rifiuti.

L'entità di tale traffico sarà però praticamente coincidente con il traffico interno al sito già legato agli impianti di desolforazione attivi.

Non sono previste, a seguito del progetto, variazioni rispetto all'attuale assetto complessivo di spedizione dei prodotti raffinati, in quanto il nuovo prodotto previsto sostituirà i prodotti attualmente commercializzati o verrà trasportato via nave.

9.9 Uso del suolo e Impatto visivo

Gli interventi in progetto sono previsti in un'area ubicata all'interno delle aree impianti di Raffineria. In particolare la dislocazione delle apparecchiature avverrà nell'area ex-HDS-2 limitrofa all'impianto oggetto di modifica HDS-1.

Il principale volume, legato al nuovo progetto, percepibile dall'esterno della Raffineria sarà rappresentato dalla realizzazione del nuovo camino E7 nella nuova posizione prevista (vedi **Allegato 2**) ma sarà concomitante con lo smantellamento dell'attuale camino.



La realizzazione degli interventi di modifica comporterà una riduzione dell'altezza del camino E7 e conseguentemente dei volumi di ingombro attualmente percepibili all'esterno del sito api.

Tale struttura verrà riposizionata subendo quindi uno spostamento di circa 20 metri.

10 Programma di realizzazione del progetto

La durata prevista delle fasi di cantiere è stimata in circa 10 mesi.

Nel crono programma riportato di seguito sono presenti le tempistiche delle principali fasi di lavoro.

		MESE 1	MESE 2	MESE 3	MESE 4	MESE 5	MESE 6	MESE 7	MESE 8	MESE 9	MESE 10	MESE 11	MESE 12
Enquiry e Procurement items critici													
Forno (delivered & erected, inclusa strum.)	P.O.												
Pompe carica	P.O.												
Pompe stripper													
Caldareria	P.O.												
PGB Idrogeno 1	P.O.												
HAZOP													
Ingegneria + Procurement	P.O.												
Construction													
Demolizioni													
Manutenzione Idrogeno 1													
Ispezioni e ricondizionamento apparecchi													
Fermata DS 1 per coll camino (oil out-oil in)													
Opere civili													
Prefabbr. Tubazioni													
Montaggi meccanici													
Montaggi strum													
Coibent & vern													
Commissioning													
Avviamento													

Come evidenziato dal crono programma le attività di cantiere sono previste a partire dal mese 3 dall'inizio delle attività.

In particolare verrà effettuata una fase preliminare di demolizione, manutenzione e ricondizionamento delle apparecchiature per poi passare alla fase realizzativa vera e propria con la realizzazione delle opere civile e dei montaggi.

Durante le attività non è prevista la fermata dell'impianto HDS-1 se non per il tempo strettamente necessario al suo collegamento al camino riposizionato E7.

Il cronoprogramma allegato è aggiornato alla data di emissione del presente documento e potrà subire delle dilazioni inerenti la messa in atto delle specifiche fasi riportate.

11 Attività di cantiere

Scopo del presente capitolo è quello di fornire una descrizione delle operazioni di cantiere previste per la realizzazione del progetto proposto. In particolare verranno descritte le modalità di realizzazione dei principali interventi quali:

- attività di smantellamento di opere esistenti;
- riposizionamento di alcune strutture e apparecchiature già presenti in area HDS-1;
- attività per la realizzazione delle sezioni impiantistiche e delle infrastrutture di supporto alle nuove apparecchiature.

Le aree individuate per l'organizzazione e lo svolgimento delle attività di cantiere coincideranno con le stesse aree di intervento, le quali sono ubicate su superficie pavimentata (cemento o asfalto) in quanto ricadenti all'interno delle aree di impianto.

Non sono previste aree specifiche dedicate ai Construction Contractors o allo staff tecnico.

Al fine di espletare le attività di cantiere è previsto l'utilizzo quali aree di deposito di:

- area magazzino generale di Raffineria, in quanto ampiamente sufficiente al deposito delle apparecchiature e della strumentazione in via di installazione;
- aree di deposito temporaneo di rifiuti presenti nel sito per la gestione dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere.

Si prevede la realizzazione di opere civili propedeutiche all'installazione delle apparecchiature di nuova installazione e relative al riposizionamento delle apparecchiature riutilizzate.

I montaggi meccanici riguarderanno l'installazione e la connessione dei componenti di impianto, provenienti dai fornitori, mediante linee prefabbricate nelle aree di cantiere.



A servizio degli apparecchi, ove necessario, verranno realizzate opere di carpenteria metallica minuta quali passerelle e scale metalliche per la manutenzione.

Al termine del montaggio, tutte le linee di tubazione saranno verificate tramite test idraulici di tenuta e successivamente sottoposte a lavaggio chimico e soffiaggio ovunque necessario.

La fase realizzativa si concluderà con i lavori elettrici, l'installazione della strumentazione e le opere di coibentazione e verniciatura.

11.1 Organizzazione di cantiere e richiesta di manodopera

L'area di cantiere coinciderà con l'area di intervento e sono previste solo limitate attività preparatorie. Tali aree saranno destinate a:

- lavori meccanici;
- lavori di verniciatura / coibentazioni;
- lavori elettrostrumentali;
- lavori civili.

Le attività di stoccaggio materiali e deposito rifiuti verranno svolte al di fuori dell'area di cantiere sfruttando le aree e le strutture esistenti di Raffineria.

Il personale impegnato durante le fasi di lavorazione del cantiere arriverà a punte di circa 100 unità nel periodo di maggiore attività. I dati di occupazione di personale sono sintetizzati nella seguente tabella.

Personale appaltatori Opere Civili	circa 15 unità
Personale appaltatori Montaggi meccanici, coibentazioni e verniciature	circa 50 unità (picco 70 unità)
Personale appaltatori Montaggio nuovo forno	circa 10 unità
Personale appaltatori Montaggi elettrostrumentali	circa 25 unità

Il cantiere sarà allestito all'interno dello stabilimento api raffineria di Ancona e pertanto l'accesso avverrà tramite gli ingressi esistenti secondo quanto previsto dalle norme aziendali che ne regolamentano le modalità.

Layout di cantiere

Data la natura limitata degli interventi previsti l'area di cantiere sarà coincidente con l'area di inserimento delle modifiche in progetto.

In particolare non sarà definito un layout specifico di cantiere in quanto le aree di scavo, realizzazione opere e montaggio saranno le medesime delle apparecchiature interessate dagli interventi. Mentre per la logistica di approvvigionamento materiali e deposito rifiuti verranno utilizzate le aree ed il magazzino di Raffineria adeguatamente dimensionate per le necessità previste dal cantiere.

Non sono previsti interventi sulle strade di accesso allo stabilimento per il trasporto dei materiali o per le apparecchiature principali.

Volumi di scavo

Le opere di scavo saranno estremamente limitate in quanto si ricorrerà principalmente all'utilizzo di fondazioni su micropali per le principali apparecchiature (nuovo forno, separatore e accumulatore) che non necessitano di asportazione di terreno. Fondazioni di tipo diretto saranno utilizzate solo per le apparecchiature di ingombro minore (es. pompe).

Il terreno proveniente dagli scavi per la posa in opera delle fondazioni dirette, di entità stimata in 80-100 mc, verrà caratterizzato analiticamente e quindi gestito in accordo alla normativa vigente (smaltito come rifiuto).

12 Fattori ambientali nella fase di realizzazione

Le principali interazioni dovute all'attività di cantiere sono imputabili al traffico veicolare dovuto al trasporto del personale e dei materiali necessari, alle emissioni prodotte (emissioni di rumore, emissioni gassose in atmosfera, reflui liquidi e rifiuti) ed al consumo di risorse (acqua ed energia).

12.1 Traffico veicolare

Nella realizzazione delle attività previste si prevede l'aumento del traffico veicolare legato all'approvvigionamento dei materiali necessari, in misura però trascurabile in relazione al traffico ordinario legato alle attività di Raffineria.

12.2 Emissioni in atmosfera

Durante la fase di cantiere sono prevedibili le seguenti emissioni in atmosfera:

- gas di scarico dei mezzi di cantiere contenenti prodotti di combustione quali NO_x , SO_2 , CO e polveri;
- polveri generate dalle attività di scavo (molto limitate per le attività in progetto) o dovute al trasporto eolico del materiale più leggero (es. da stoccaggi in cumulo di terreno e altri materiali da costruzione).

Nella tabella sottostante si riporta il tipo di mezzi previsti per le attività previste

MEZZI DI CANTIERE
Lavori civili e meccanici
Scavatori / demolitori
Autocarri
Autogru
Trattori e pianali
Sonde(realizzazione micrpali)

12.3 Scarichi idrici

La produzione di effluenti liquidi nella fase di cantiere è sostanzialmente imputabile ai reflui civili legati alla presenza del personale.

In caso di non disponibilità dei servizi presenti nel sito api verranno utilizzati bagni chimici resi disponibili come infrastrutture di cantiere.

12.4 Emissioni sonore

Le attività di cantiere produrranno un incremento della rumorosità nelle aree interessate, dovuta al traffico veicolare e all'utilizzo di mezzi meccanici. Tali emissioni sono comunque limitate alle ore diurne e solo a determinate attività tra quelle previste.

In particolare si prevedono emissioni rumorose da attività di movimentazione macchinari e da normali operazioni di cantiere.

Verranno presi tutti gli accorgimenti necessari per minimizzare il rumore prodotto da tali attività, in particolare le macchine operatrici rispetteranno i limiti di emissione dettati dalla normativa vigente, in quanto dotate di appositi accorgimenti per la riduzione del rumore prodotto.

Tali attività avranno comunque carattere temporaneo e localmente circoscritto.

12.5 Suolo e sottosuolo

L'allestimento del cantiere comporterà l'occupazione molto limitata e temporanea delle aree interne al Sito Industriale necessarie alle operazioni previste.

Il terreno proveniente dagli scavi per la posa in opera delle fondazioni dirette, di entità stimata in 80-100 mc, verrà caratterizzato analiticamente e quindi gestito in accordo alla normativa vigente (smaltito come rifiuto).

12.6 Rifiuti

Considerata la tipologia delle opere da realizzare, è prevista la produzione di rifiuti non pericolosi, distinti in ferrosi e non ferrosi. Legati in particolare alle attività di demolizione previste.

In generale, i rifiuti verranno conferiti ad idonei impianti di smaltimento o recupero, conformemente a quanto previsto dalle norme vigenti, privilegiando, ove possibile, il recupero degli stessi.

12.7 Uso di risorse

L'uso di risorse durante la fase di cantiere è riconducibile a:

- utilizzo di acqua sanitaria ed acqua industriale a supporto delle attività di cantiere e del personale coinvolto,
- utilizzo di energia elettrica.

Per gli usi di servizio (es. lavaggi), le portate richieste saranno compatibili con le portate prelevabili dalle utenze di Raffineria.

L'alimentazione dei quadri elettrici di cantiere sarà garantita dalla rete interna. Sulle aree di cantiere e su quella d'impianto saranno previsti quadri elettrici per l'alimentazione alle utenze delle imprese.

12.8 Effetti sul contesto socio - economico

Il principale effetto positivo sul territorio dovuto alle attività di realizzazione degli interventi in progetto sarà legato all'impatto occupazionale.

In particolare è prevedibile l'impiego medio di 50 addetti con punte di circa 70 addetti, fra cui operai civili, meccanici, elettrostrumentali, etc.

12.9 Misure di prevenzione

Tutte le attività di cantiere saranno eseguite nel pieno rispetto delle normative vigenti e in particolare delle norme in materia di salute e sicurezza dei lavoratori.

Adeguate misure di prevenzione e mitigazione, in applicazione con le procedure vigenti in Raffineria, permetteranno di rendere trascurabili le interazioni per il personale e l'ambiente.

Le attività di cantiere verranno gestite in accordo al titolo IV del D.Lgs.81/08 e s.m.i..

Gli interventi saranno in prossimità di impianti in esercizio e saranno prese tutte le misure di sicurezza previste dalle procedure interne api per prevenire i rischi derivanti da interferenze fra le varie attività.

Il rispetto dei requisiti di Legge e delle procedure interne da parte del personale delle Imprese appaltatrici sarà garantito dalla supervisione effettuata dai membri del Team di Progetto oltre che dal Coordinatore per la Sicurezza in fase di realizzazione.

Collaudo finale impianto

La raffineria di Falconara M.ma è soggetta a tutte le verifiche e Collaudi previsti dal Codice della Navigazione, in quanto stabilimento costiero. Tali collaudi, finalizzati alla verifica della sicurezza, sono obbligatori prima della messa in esercizio di qualsiasi modifica introdotta nello stabilimento.

In particolare quindi la modifica parziale del ciclo desolfurazione di raffineria, oggetto del presente documento, prima della messa in esercizio dovrà essere sottoposta a verifica da parte della Commissione Locale di Collaudo ex art. 48 del regolamento di Esecuzione del Codice della Navigazione, composta dai rappresentanti della Capitaneria di Porto di Ancona, del Comando Provinciale dei VV.FF di Ancona. e dell'ex Genio Civile OO.MM .