



Progetto:

**Progetto di avvio della produzione di bio-carburanti
presso la Raffineria di Venezia
(Progetto Green Refinery)**

Elaborato:

Progetto Preliminare

a supporto dell'Istanza di Verifica di Assoggettabilità
(art. 20 DLgs 152/06 e s.m.i.)

Preparato per:

Eni SpA Divisione R&M

il Gennaio 2013

Rif. URS 46320156



INDICE

Sezione	N° di Pag.
SOMMARIO	1
1. INTRODUZIONE	3
2. UBICAZIONE E DESCRIZIONE DEL CICLO DI RAFFINAZIONE TRADIZIONALE DELLA RAFFINERIA	4
2.1. Ubicazione della raffineria.....	4
2.2. Descrizione di ciclo di raffinazione tradizionale della Raffineria	5
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	10
3.1. Descrizione impiantistica del ciclo “green”	15
3.1.1. Splitter VN dell’unità di distillazione primaria DP3	15
3.1.2. Unità di isomerizzazione ISO	16
3.1.3. Unità di reforming catalitico RC3.....	16
3.1.4. Splitter nafta PV1	16
3.1.5. Splitter GPL	16
3.1.6. Unità di desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2.....	16
3.1.7. Unità di purificazione con ammine e rigenerazione	20
3.1.8. Unità di recupero zolfo RZ1 (termocombustore).....	21
3.1.9. Unità di stripping acque acide SWS3.....	21
3.1.10. Unità di trattamento di acque reflue TE	22
3.1.11. Movimentazione e stoccaggio	22
3.2. Bilanci di materia ed energia del ciclo “green”	23
3.2.1. Consumo di materie prime e ausiliarie	23
3.2.2. Bilancio Energetico.....	24
3.2.3. Ambiente idrico.....	24
3.2.4. Emissioni in atmosfera	25
3.2.5. Rifiuti	26
3.2.6. Sorgenti sonore	26
3.2.7. Sorgenti odorigene	26
3.2.8. Traffico	27
3.3. Presidi di salute e sicurezza	27
3.4. Fase di cantiere	27
3.4.1. Programma dei lavori	27
3.4.2. Personale impiegato e traffico stimato	28
3.4.3. Produzione di rifiuti.....	28



INDICE

ALLEGATI

- Allegato 1** Planimetria generale della Raffineria
- Allegato 2** Schemi di processo relativi all'unità Splitter VN
- Allegato 3** Schemi di processo dell'unità ECOFINING™ – Sezione di deossigenazione
- Allegato 4** Schemi di processo dell'unità ECOFINING™ – Sezione di isomerizzazione
- Allegato 5** Schede di sicurezza dei catalizzatori che verranno utilizzati nell'unità ECOFINING™



SOMMARIO

Opera:	Modifica schema di raffinazione tradizionale della Raffineria di Venezia
Progetto:	Realizzazione del progetto "Green Refinery" per la produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità da biomasse oleose.
Proponente:	Eni Divisione Refining & Marketing Raffineria di Venezia.
Tipologia di opere:	Impianti di chimici per la raffinazione di carburanti.
Regione:	Veneto
Provincia:	Venezia
Comune:	Venezia
Procedura:	Verifica di assoggettabilità alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'Art. 20 del D.Lgs 152/06
Commissione:	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Valutazione di Impatto Ambientale

La Raffineria Eni di Venezia (nel seguito "la Raffineria") è intestataria dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), Prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010, rilasciata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), pubblicata mediante Gazzetta Ufficiale n. 3 del 05/01/2011.

La Raffineria intende integrare il tradizionale schema di raffinazione mediante la realizzazione del progetto "Green Refinery", che consentirà la produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità (Green Diesel, Green GPL e Green Nafta) da biomasse oleose a basso costo, inizialmente di prima generazione come olio di palma, per poi integrare nel ciclo anche cariche di seconda e terza generazione (grassi animali, oli esausti, oli derivanti da alghe e scarti di varie tipologie).

L'assetto "green" della Raffineria (fase sperimentale) rappresenterà una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione. Ciò comporta che la Raffineria potrà operare alternativamente con la configurazione tradizionale (già autorizzata dal Decreto AIA sopra citato) o con quella "green" (oggetto del presente documento).

Il progetto prevede modifiche di tipo "manutenzione straordinaria" delle due unità di desolfurazione gasoli esistenti in Raffineria (HF1 e HF2) per la conversione in un'unità ECOFINING™, brevetto Eni, che sarà integrata nel ciclo produttivo esistente. Tale modifica porterà la Raffineria di Venezia ad essere un esempio di innovazione tecnologica unico al mondo.

Il progetto "Green Refinery" è inoltre incoraggiato dallo scenario europeo dei biocarburanti, fortemente legato alla politica ambientale dell'Unione Europea volta alla riduzione delle emissioni di gas serra, espressa mediante le direttive Fuel Quality Directive 1998/70/CE e Renewable Energy Directive 2009/28/CE. Tali direttive impongono, infatti, l'additivazione di quote bio nei carburanti per autotrazione, al momento fissate al 4,5% di contenuto energetico ma che dovranno raggiungere il 10% nel 2020. Con la realizzazione del progetto "Green Refinery", Eni sarà pertanto in grado di produrre autonomamente circa la metà del proprio fabbisogno di biocarburanti, ad oggi totalmente acquistato sul mercato.

Come presentato in dettaglio nello Studio Preliminare Ambientale, l'assetto "Green Refinery" non introdurrà alcuna variazione con effetti significativi e negativi sull'ambiente rispetto



all'assetto di raffinazione tradizionale della Raffineria. Al contrario, l'operatività della Raffineria nel ciclo "green" permetterà di ottenere una riduzione dei consumi di risorse idriche, di energia termica ed elettrica, delle emissioni in atmosfera convogliate e fuggitive e della produzione di acque reflue e rifiuti.

Per tutte le rimanenti matrici ambientali non si verificano alterazioni apprezzabili rispetto alla situazione attuale (paesaggio, flora e fauna, etc.).



1. INTRODUZIONE

Eni Refining & Marketing (nel seguito “Eni R&M”, o “il Proponente”) intende attivare, presso la Raffineria di Venezia, un progetto per la modifica delle due unità di idrodesolforazione gasoli esistenti in un’unità ECOFINING™ per la produzione di green diesel da oli vegetali, con tecnologia proprietaria Eni. L’assetto “green” della Raffineria rappresenterà una modalità operativa alternativa allo schema tradizionale di raffinazione (già autorizzato con Decreto AIA, prot. DVA-DEC-2010-0000898 del 30/11/2010), che implementerà per la prima volta su scala industriale una tecnologia innovativa per la produzione di bio-carburanti di elevata qualità. L’iniziativa è volta a soddisfare la crescente richiesta di biocarburanti, il cui fabbisogno è attualmente soddisfatto tramite importazione.

Il progetto Green Refinery è incoraggiato dallo scenario europeo dei biocarburanti, fortemente legato alla politica ambientale dell’Unione Europea volta alla riduzione delle emissioni di gas serra, espressa dalle direttive Fuel Quality Directive 1998/70/CE e Renewable Energy Directive 2009/28/CE. Con la realizzazione del progetto, Eni produrrà autonomamente circa la metà del proprio fabbisogno di biocarburanti, ad oggi totalmente acquistato sul mercato.

Il presente Progetto Preliminare è stato predisposto a supporto dell’istanza di verifica di assoggettabilità alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell’Art. 20 del D.Lgs. 152/06. Le informazioni qui contenute descrivono gli aspetti progettuali e tecnici dell’intervento in oggetto. Per l’esame degli aspetti ambientali e del contesto territoriale di riferimento si rimanda al documento complementare “Studio Preliminare Ambientale”.

2. UBICAZIONE E DESCRIZIONE DEL CICLO DI RAFFINAZIONE TRADIZIONALE DELLA RAFFINERIA

2.1. Ubicazione della raffineria

La Raffineria si colloca nel Polo industriale di Venezia - Porto Marghera che, oltre all'area petroli in cui è ubicata la struttura in esame, comprende il polo petrolchimico e l'area portuale commerciale. Tutta la zona ricade all'interno dell'ambito portuale del Porto di Venezia.

In Figura 1 si illustra l'articolazione dell'area industriale di Porto Marghera in zone logistico-funzionali.

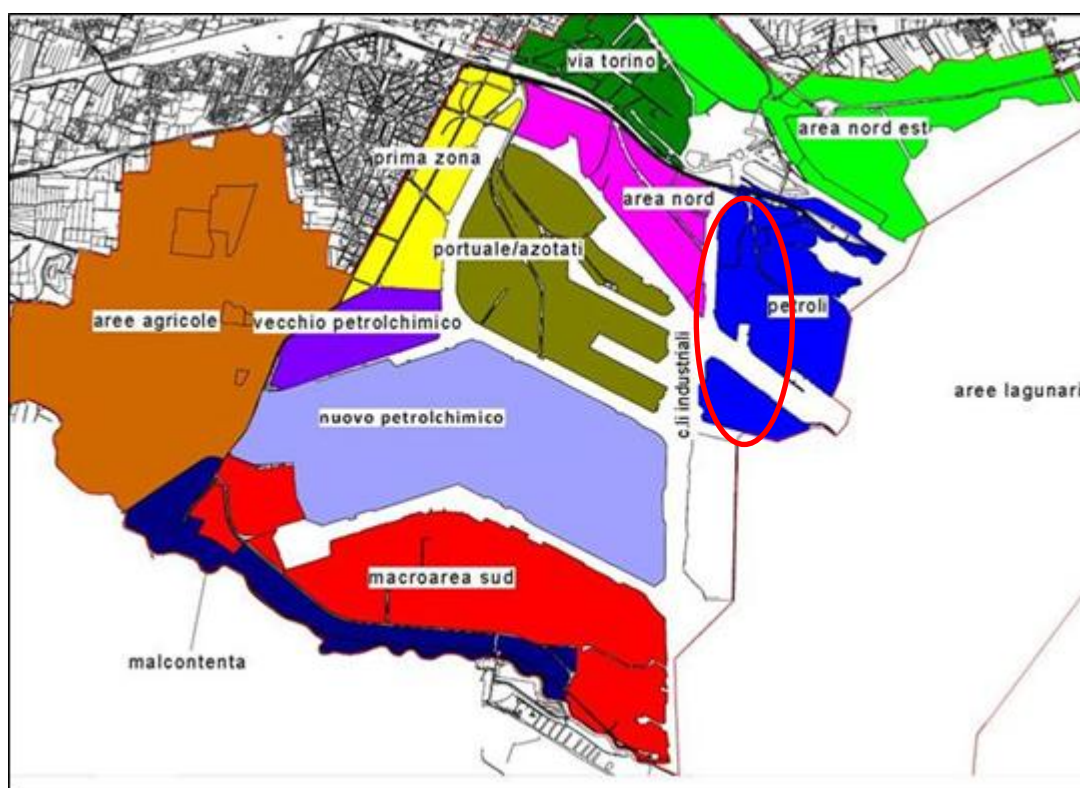


Figura 1. Zonizzazione logistico-funzionale dell'area industriale di Porto Marghera - in blu l'area di Raffineria (fonte: Master Plan Bonifica Marghera, 2004). Il cerchio rosso indica la Raffineria

In particolare, la Raffineria, di un'estensione pari a circa 103 ettari, è delimitata geograficamente:

- a Nord dalla Laguna Veneta;
- ad Est dalla stessa Laguna e dai confini dell'attiguo Deposito di combustibili PETROVEN (Ex Agip-Esso);
- ad Ovest dal canale industriale Brentella;

- a Sud dal Canale industriale V. Emanuele.

L'area delimitata da una circonferenza di 5 km di raggio dal centro della Raffineria comprende le aree urbane di Mestre e Venezia.

2.2. Descrizione di ciclo di raffinazione tradizionale della Raffineria

La Raffineria è un complesso industriale che ha come obiettivo la trasformazione del petrolio greggio nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio; la quasi totalità dei prodotti viene spedita via mare.

La Raffineria di Venezia ha una capacità autorizzata di lavorazione del greggio pari a 4,55 milioni t/a ed è in grado di produrre i seguenti prodotti:

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

Come viene riportato dalla planimetria generale riportata in Allegato 1, la Raffineria è divisa in tre aree fondamentali:

- **Isola Petroli**, adibita allo stoccaggio del greggio, collegata tramite oleodotto sublagunare al Pontile di San Leonardo per l'attracco delle navi di rifornimento greggio;
- **Raffineria**, dove si trovano i serbatoi di stoccaggio di vari prodotti come benzine, petroli, gasoli, bitumi, oli combustibili, GPL e tutti gli impianti di processo;
- **Zona Nord-Est**, adibita allo stoccaggio ed alla spedizione via terra di prodotti finiti quali GPL, benzine, petroli, gasoli e oli combustibili, oltre al ricevimento via terra di greggio di provenienza nazionale.

Il ciclo produttivo tradizionale si realizza in unità primarie nelle quali, attraverso il processo di distillazione, il petrolio greggio viene separato nelle diverse frazioni o tagli: Gas, GPL, Nafta, Kerosene, Gasoli e Residuo.



Le unità primarie della Raffineria consistono in due unità di Distillazione Primaria (DP2¹ e DP3), che provvedono alla separazione del grezzo nei suoi componenti base per la formulazione di carburanti e combustibili, mediante apporto di calore e sfruttamento delle diverse volatilità relative dei vari componenti la miscela di idrocarburi.

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

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

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

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

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

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

Uno schema semplificato del ciclo di lavorazione tradizionale è illustrato in Figura 2, mentre nelle successive Tabella 1 e Tabella 2 viene riportata una breve descrizione delle unità di processo e ausiliari presenti in Raffineria.

¹ Come comunicato ad ISPRA/ARPAV nel corso del 2011, l'impianto è attualmente fermo, con denuncia di inattività temporanea delle apparecchiature inviata ai sensi delle norme sulle apparecchiature a pressione.

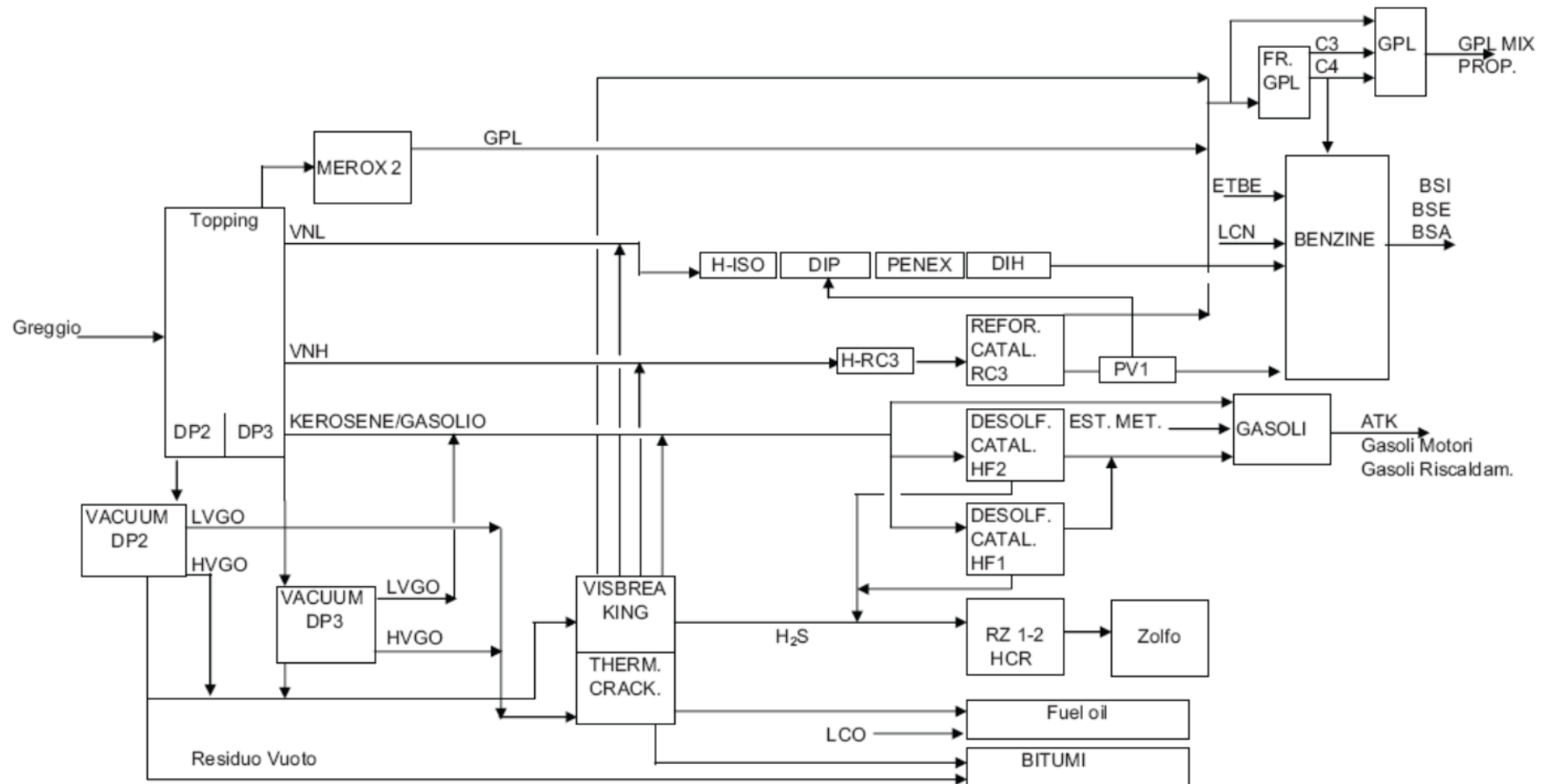


Figura 2. Schema a blocchi del ciclo di lavorazione tradizionale

Tabella 1. Impianti di processo

Impianti di Raffinazione	Descrizione
Distillazione Primaria 2 e 3 e relativi Vacuum - DP2 e DP3	Distillazione primaria del greggio con produzione di GPL, benzine, kerosene, gasoli e residuo.
Desolforazione GPL - Merox 2	Processo per ridurre il contenuto di zolfo nel GPL.
Isomerizzazione - ISO	Processo che migliora le caratteristiche ottaniche della benzina leggera con tecnologia Penex.
Reforming Catalitico 3 - RC3	Processo che ha lo scopo di migliorare le caratteristiche ottaniche della benzina pesante e della nafta prodotte principalmente negli impianti di distillazione primaria.
Splitter nafta - PV1	Splittaggio di benzina riformata per ottimizzare le proprietà ottaniche.
Splitter GPL - SGPL	Separazione del Propano C ₃ dal Butano C ₄ .
Visbreaking/Thermal Cracking - VB/TC	Processo di conversione termica dei distillati pesanti in prodotti leggeri (GPL, benzina e gasolio); i prodotti residui sono utilizzati per la produzione di olio combustibile e bitume.
Desolforazione Gasolio/Kerosene 1 e 2 - HF1 e HF2	Processo che riduce il contenuto di zolfo dei distillati medi ottenuti dal petrolio grezzo.
Rigenerazione Ammine	Rigenerazione delle ammine "ricche" dei sistemi di lavaggio gas degli impianti di desolforazione mediante la separazione dell'H ₂ S.
Recupero Zolfo - RZ1, RZ2 e HCR	Unità in cui il gas acido (H ₂ S) è convertito in zolfo liquido.
Strippaggio Acque Acide - SWS1, SWS2 e SWS3	Unità in cui le acque acide sono pretrattate per la rimozione di H ₂ S, NH ₃ e idrocarburi.
Trattamento Acque Reflue (WWT)	Unità di disoleazione delle acque di impianto, a valle della quale le acque reflue sono inviate al consorzio esterno di trattamento di Fusina.

I servizi di utilities rappresentano una componente fondamentale a supporto degli impianti di processo e comprende le seguenti unità:

Tabella 2. Impianti ausiliari di Raffineria

Impianti Ausiliari	Descrizione
Impianto di cogenerazione vapore e energia elettrica - COGE	Unità in cui sono prodotti il vapore di processo e l'energia elettrica necessaria per i servizi di raffineria e per gli offsites. In particolare, la Centrale è costituita da un



	Turbogas da 25 MW, da una caldaia a recupero (B01), da una caldaia a fuoco diretto (B02) e da una turbina a vapore (a contropressione) che può produrre ulteriori 7 MW di energia elettrica.
Distribuzione energia elettrica	Cabine e sottostazioni elettriche per la distribuzione dell'energia autoprodotta.
Produzione aria compressa e distribuzione	La Raffineria è dotata di una rete di distribuzione di aria compressa essiccata quale fluido di comando e modulazione delle valvole automatiche per il controllo del processo e la messa in sicurezza degli impianti.
Distribuzione acque industriali e di refrigerazione	L'approvvigionamento di acqua potabile avviene da tre distinte fonti: <ul style="list-style-type: none">• acqua potabile, fornita dalla rete pubblica dell'Acquedotto Comunale Ve.S.T.A.;• acqua mare di raffreddamento, proveniente dal Canale V. Emanuele III a mezzo di stazione di pompaggio;• acqua dolce d'origine superficiale, utilizzata per produrre acqua demi e come acqua industriale, proviene da ente consortile esterno.
Blow-down e torcia	La Raffineria è dotata di un sistema di blow-down collettato alla torcia. Il circuito è dotato di separatori per il recupero della parte liquida e di un sistema di recupero dei gas che sono inviati previo lavaggio a rete fuel gas. L'unità DP2 risulta asservita da un sistema a torcia fredda.

Oltre alle unità precedentemente illustrate, la fase utilities prevede anche la distribuzione di Fuel Oil e Fuel Gas, il trattamento per la produzione di acqua demi, il sistema di trattamento condense recuperate ed il sistema di distribuzione dei gas tecnici (principalmente azoto).

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

La Raffineria intende modificare parte degli impianti di processo presentati nel precedente capitolo al fine di poter operare alternativamente nel ciclo di raffinazione tradizionale o in un nuovo schema operativo (fase sperimentale) basato su un ciclo "green" in grado di produrre "green fuels" a partire da biomasse oleose a basso costo.

In particolare, durante la normale attività del nuovo ciclo "green", la Raffineria manterrà operative le seguenti unità di processo esistenti:

- splitter VN dell'unità di distillazione primaria DP3;
- unità di isomerizzazione ISO;
- unità di reforming catalitico RC3;
- splitter nafta PV1;
- splitter GPL;
- unità di desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2;
- unità di rigenerazione ammine;
- termocombustore dell'unità di recupero zolfo RZ1;
- unità di strippaggio acque acide SWS3;
- trattamento di acque reflue TE.

Alcune delle unità sopra elencate verranno sottoposte a modifiche che, tuttavia, non impatteranno sulla loro normale attività nello schema di raffinazione tradizionale. Gli impianti ausiliari di Raffineria non subiranno invece alcuna modifica rispetto alla configurazione tradizionale. In particolare, come verrà descritto in maggior dettaglio nei successivi paragrafi, sono previsti i seguenti principali interventi:

- Modifica delle due unità di desolforazione gasoli esistenti, HF1 e HF2 per conversione in un'unità di ECOFINING™;
- Modifica della sezione splitter VN;

Durante la normale attività del nuovo ciclo "green", è previsto invece il non utilizzo e la messa in conservazione delle altre unità di processo, ovvero:

- l'unità di distillazione primaria DP2, che verrà mantenuta nel suo stato di conservazione e di inattività temporanea delle apparecchiature in pressione già denunciata agli enti competenti;
- l'unità di distillazione primaria DP3 (fatta eccezione per lo splitter VN) e Vacuum annesso;

- l'unità di desolforazione GPL – Merox 2;
- l'unità di visbreaking/thermal cracking;
- l'unità di recupero zolfo RZ1 (fatta eccezione per il termocombustore) e RZ2 ed HCR;

l'unità di stripping acque acide SWS1 ed SWS2.

Durante l'operatività dell'assetto "green", la Raffineria si approvvigionerà delle seguenti materie prime principali:

- Biomasse oleose a basso costo, in carica all'unità di ECOFINING™. La Tabella seguente riporta a titolo esemplificativo le caratteristiche di una delle possibili biomasse oleose alimentabili all'unità di ECOFINING™.

Tabella 3. Caratteristiche dell'olio di palma raffinato

Proprietà	Unità di misura	Valore
Formula chimica	-	C ₅₅ H ₁₁₀ O ₆
C14:0	%	0
C14:1	%	0
C16:0	%	42,3
C16:1	%	0
C18:0	%	2,7
C18:1	%	42,9
C18:2	%	8,4
C18:3	%	3,6
C20:0	%	0,1
C20:1	%	0
C22:0	%	0
C22:1	%	0
FFA (<i>free-fatty-acids</i>)	%wt.	0,05
Unsaponifiables	%wt.	1
Metalli totali (Na, Ca, Mg, K, P, Fe)	ppm wt.	5
S	ppm wt.	3
N	ppm wt.	10
Cl	ppm wt.	0,5
P	ppm wt.	3

TAN (<i>total acid number</i>)	mg	0,1
Acqua	ppm wt.	500

- Nafta full-range, destinata alle unità di Isomerizzazione e di Reforming Catalitico, previa separazione di nafta leggera e nafta pesante nella sezione di splitter VN esistente modificata. La caratterizzazione indicativa della nafta full-range alimentata è riportata nella seguente Tabella.

Tabella 4. Caratterizzazione tipica della nafta full-range

Parametro	Unità di misura	Valore
Tensione di vapore	kPa	40,3
Zolfo totale	mg/kg	188
Densità	kg/m ³	715
P. iniziale	°C	49,6
evaporato 5%	°C	61,9
evaporato 10%	°C	66,4
evaporato 20%	°C	72
evaporato 30%	°C	78,4
evaporato 40%	°C	84,8
evaporato 50%	°C	94,1
evaporato 60%	°C	104,8
evaporato 70%	°C	117,9
evaporato 80%	°C	132,7
evaporato 90%	°C	147,3
evaporato 95%	°C	156,8
P. finale	°C	174,9
evaporato 70°C	%v/v	15
evaporato 100°C	%v/v	54,5
evaporato 150°C	%v/v	90,5
recupero	%v/v	97,7
residuo	%v/v	1
differenza evap.90-5%v	°C	85,4
Paraffine	%v/v	68,7

Olefine	%v/v	0,6
Nafteni	%v/v	23,3
Aromatici	%v/v	7,1
sC6-paraffinici	%v/v	21,4
sC6-naftenici	%v/v	6,3
C4	%p/p	0,72
Pentani	%p/p	13,5
Benzene	%v/v	0,9

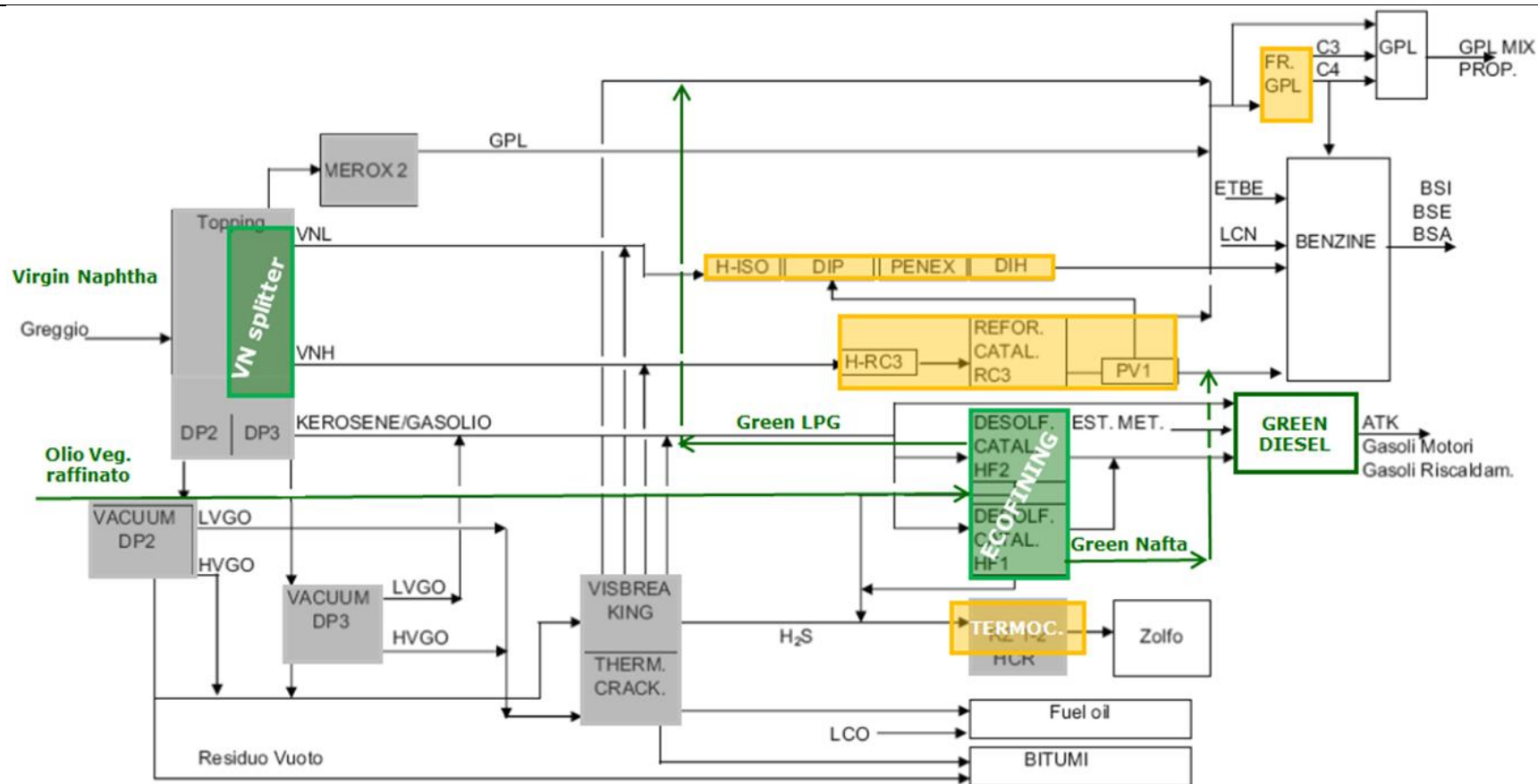
I prodotti saranno i seguenti:

- Green Diesel, prodotto di natura idrocarburica paraffinica, ottenuto mediante l'innovativo processo di idrotrattamento ECOFINING™;
- Green GPL (77%mol propano), sottoprodotto dell'unità ECOFINING™, costituirà le quote bio del GPL prodotto;
- Green Nafta, sottoprodotto dell'unità ECOFINING™, costituirà le quote bio della Benzina Euro 5 prodotta. La Green Nafta prodotta possiede le caratteristiche riportate nella seguente Tabella.

Tabella 5. Caratteristiche della Green Nafta prodotta

Parametro	Unità di misura	Valore
Densità	kg/l	0,690
Contenuto di zolfo	ppm wt.	<2
Contenuto di azoto	ppm wt.	<2
Contenuto di ossigeno	ppm wt.	<100
Intervallo di distillazione	°C	C6 - 120
RON/MON	-	52/52
PONA	-	92,7/0,2/7/0,1

Lo schema semplificato dell'integrazione del ciclo "green" sul ciclo tradizionale è illustrato in Figura 3.



Legenda:

- : Unità non utilizzata nel ciclo "green"
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" a valle di modifiche impiantistiche
- : Unità utilizzata nel ciclo "green" senza modifiche impiantistiche

Figura 3. Schema a blocchi del ciclo "green" integrato nel ciclo tradizionale

Durante l'operatività dell'assetto "green" la Raffineria sarà pertanto in grado di trattare fino a 400.000 t/a di biomasse oleose producendo 360.000 t/a di biocarburanti. In tal modo la Raffineria sarà in grado di produrre autonomamente circa la metà del proprio fabbisogno di biocarburanti, ad oggi totalmente acquistato sul mercato.

Nella Figura che segue viene riportato il bilancio di materia complessivo della Raffineria operante nell'assetto "green".

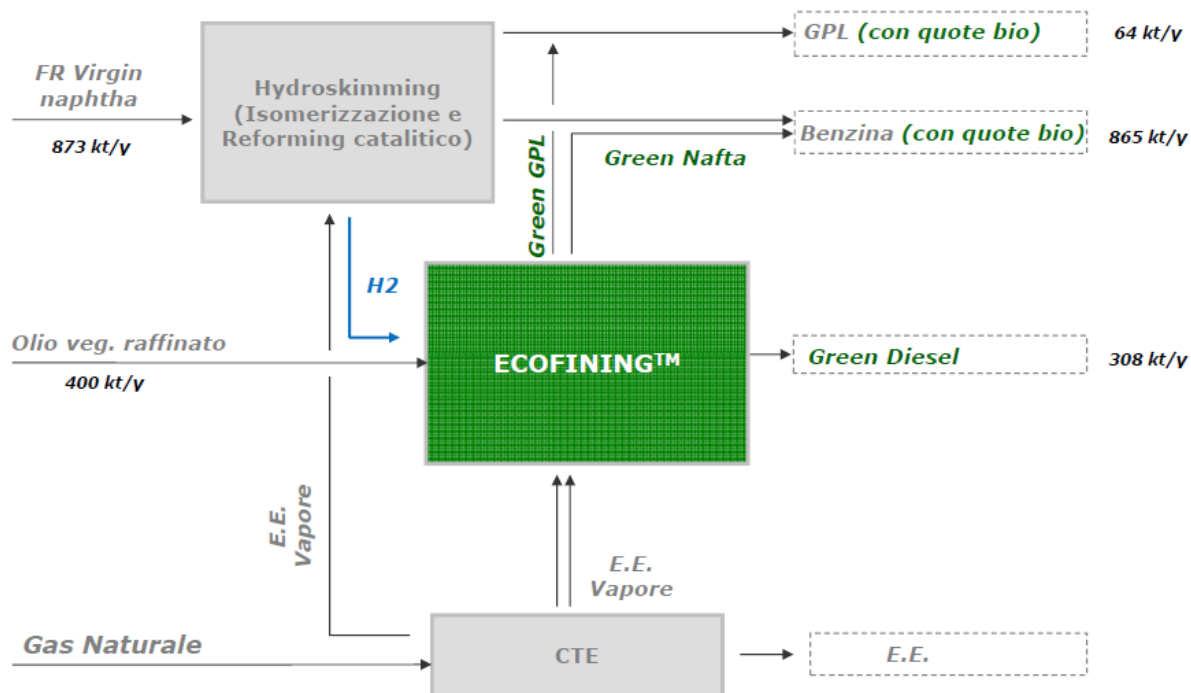


Figura 4. Bilancio di materia della Raffineria nell'assetto "green"

La descrizione del ciclo "green" viene riportata in dettaglio nei paragrafi successivi.

3.1. Descrizione impiantistica del ciclo "green"

La descrizione degli impatti del nuovo ciclo sugli impianti esistenti e dei relativi interventi di modifica previsti è di seguito riportata.

3.1.1. Splitter VN dell'unità di distillazione primaria DP3

Nel ciclo "green" si prevede l'alimentazione di Nafta full-range all'impianto Splitter VN, in cui opereranno in parallelo le colonne C3N (attuale stabilizzatrice) e C4N (attuale splitter benzine). Tale configurazione permette di avere la flessibilità necessaria a garantire la carica di nafta pesante all'impianto di reforming catalitico esistente, al fine di massimizzare la produzione di idrogeno necessario al processo ECOFINING™. L'unità Splitter VN separerà infatti la nafta leggera, destinata all'impianto di Isomerizzazione, e la nafta pesante, alimentata all'impianto di Reforming Catalitico

Per entrambe le colonne C3N e C4N è prevista l'installazione di nuovi ribollitori a vapore di media pressione (rispettivamente 01-E-201 e 01-E-202), in sostituzione di quelli esistenti che utilizzano fluidi caldi dall'unità di distillazione primaria DP3, che non risulta in marcia durante l'operatività dell'assetto "green".

E' prevista inoltre l'installazione di nuove pompe di alimentazione (01-P-101 A/B) della Nafta full-range alle due colonne C3N e C4N e di alimentazione della nafta pesante, separata dalla colonna C3N all'impianto di Reforming Catalitico (01-P-102 A/B).

E' prevista infine l'installazione di un nuovo cooler (01-E-203) per la nafta leggera alimentata all'unità di Isomerizzazione.

Per maggiori dettagli si rimanda all'Allegato 2 in cui vengono riportati gli schemi di processo relativi all'unità Splitter VN.

3.1.2. Unità di isomerizzazione ISO

La nafta leggera separata nello Splitter VN viene alimentata all'unità di isomerizzazione per migliorare le proprie caratteristiche ottaniche.

Non è prevista alcuna modifica impiantistica rispetto alla configurazione attuale.

3.1.3. Unità di reforming catalitico RC3

La nafta pesante separata nello Splitter VN è alimentata all'unità di Reforming Catalitico al fine di migliorarne le caratteristiche ottaniche e di produrre l'idrogeno necessario a tutti gli impianti di raffineria (desolforazione nafta leggera e pesante e ECOFINING™).

Non è prevista alcuna modifica impiantistica rispetto alla configurazione attuale.

3.1.4. Splitter nafta PV1

La benzina riformata prodotta nell'unità di Reforming Catalitico viene quindi inviata allo Splitter PV1 per ottimizzarne le sue proprietà ottaniche.

Non è prevista alcuna modifica impiantistica rispetto alla configurazione attuale.

3.1.5. Splitter GPL

Sono previste modifiche minori rispetto alla configurazione attuale.

3.1.6. Unità di desolforazione gasoli/kerosene HF1 e HF2

La Raffineria prevede di convertire le due unità di idrodesolforazione esistenti HF1 e HF2 in un'unità ECOFINING™. L'unità ECOFINING™ si basa su un processo sviluppato congiuntamente da Eni ed UOP in grado di produrre bio-carburanti di elevata qualità a partire da biomasse oleose.

Il processo ECOFINING™ consta di due stadi di reazione:

- 1° Stadio (deossigenazione), in cui avviene la de-ossigenazione e la saturazione dei doppi legami dei trigliceridi costituenti la biomassa oleosa, in presenza di specifici catalizzatori. La rottura dei legami dei trigliceridi porta alla formazione di una miscela di catene paraffiniche lineari, propano, acqua e CO₂, secondo la seguente reazione:



Tale miscela di catene paraffiniche lineari, completamente de-ossigenate, è caratterizzata da un elevato numero di cetano ma scarse proprietà a freddo.

- 2° Stadio (isomerizzazione), in cui le catene paraffiniche lineari prodotte nello stadio di deossigenazione vengono ramificate, migliorando significativamente le proprietà a freddo del Green Diesel prodotto.

La Raffineria prevede l'implementazione dell'unità ECOFINING™ mediante modifica delle due unità di desolfurazione esistenti HF1 e HF2, definendo per tale nuovo servizio l'arrangiamento riportato nella seguente Figura.

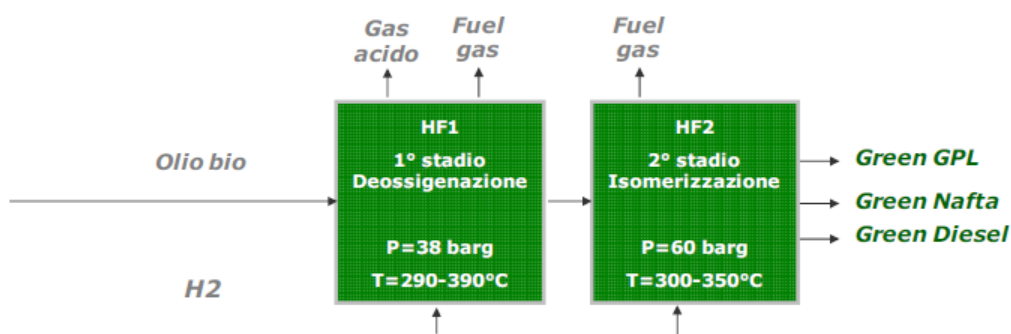


Figura 5. Schema a blocchi dell'unità ECOFINING™

Le modifiche sono state studiate in modo da minimizzare gli interventi agli impianti esistenti e possono essere riassunte come di seguito descritto:

- realizzazione di una linea di collegamento tra sezione di deossigenazione (HF1) e quella di isomerizzazione (HF2) e stoccaggio intermedio tra le due unità;
- sostituzione ed adeguamento scambiatori di calore;
- interventi minori di adeguamento delle pompe di servizio degli impianti esistenti;
- realizzazione di una linea di riciclo del prodotto del primo stadio in carica alla sezione di deossigenazione;
- realizzazione di una linea di riciclo fondo vacuum dryer HF2-carica sezione d'isomerizzazione.

Di seguito si riporta una breve descrizione del funzionamento delle due unità esistenti nell'assetto ECOFINING™.

Stadio di deossigenazione

L'impianto di desolforazione esistente HF1 sarà convertito nella sezione di deossigenazione dell'unità ECOFINING™ data la compatibilità delle condizioni di design delle apparecchiature con le condizioni operative del nuovo processo. In particolare, l'impianto è costituito da:

- Sezione di reazione, costituita da 2 treni di reazione paralleli (ramo 1 e ramo 2). La carica dell'impianto, costituita da biomasse oleose, viene inizialmente filtrata nel nuovo filtro 21-FT-201 e, a valle delle pompe di carica (MPE-101 A/B), viene ripartita, tramite sistema di controllo dedicato, nella carica ai rami 1 e 2 rispettivamente. In seguito alla filtrazione, a tale corrente viene aggiunto un agente sulfidante (Dimetil-Disolfuro - DMDS) necessario a mantenere l'attività del catalizzatore dell'ECOFINING™.

La carica al ramo 1 viene unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas (MCE-101-D) e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati (tra cui il nuovo scambiatore 21-E-201) a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-101 pervenendo quindi al reattore R-151 e R-101N posti in serie. Tali reattori vengono opportunamente adeguati modificandone gli interni. L'effluente dal secondo reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione (V-103), in cui vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggio amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO₂ e l'H₂S presenti; il liquido separato dal ricevitore viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (V-125).

La carica del ramo 2 viene anch'essa unita alla corrente di idrogeno di make-up e di riciclo provenienti dalla sezione di compressione del gas (MCE-101-D) e quindi, dopo preriscaldamento in scambiatori dedicati a spese dei prodotti caldi, viene riscaldata al forno di reazione F-102 pervenendo quindi al reattore R-102, per il quale vengono previsti nuovi interni. L'effluente reattore viene raffreddato e perviene quindi al ricevitore di alta pressione (V-123), nel quale vengono separati i gas inviati alla colonna di lavaggi amminico (C-102) per il lavaggio del gas di riciclo, ricco in idrogeno, al fine di rimuovere la CO₂ e l'H₂S presenti mentre il liquido dal ricevitore viene inviato al separatore di bassa pressione (V-125), comune ai due rami.

Il gas dal separatore di bassa pressione (V-125) viene inviato alla colonna di lavaggio amminico mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato alla colonna di strippaggio gasolio C-101.

- Sezione di strippaggio gasolio, comprendente la colonna di strippaggio C-101, opportunamente adeguata mediante eliminazione dei piatti 16-25 (sopra alimentazione) e modifica del downcomer riflusso. Il prodotto di fondo dalla

colonna di strippaggio C-101 viene inviato alla sezione di essiccamento gasolio; il gas che si separa dal ricevitore di testa colonna (Green GPL, ricco in propano) viene inviato alla sezione di lavaggio amminico C-103, a valle della quale sarà compresso dai compressori esistenti dell'unità idrogenazione benzine visbreaker ed inviato nell'unità splitter GPL esistente.

- Sezione di essiccamento gasolio, costituita dalla colonna di essiccamento gasolio V-114. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da una frazione idrocarburica paraffinica, viene in parte riciclata a monte della sezione di deossigenazione ed in parte inviata alla successiva sezione di isomerizzazione, mediante la nuova linea di collegamento tra le due sezioni, previo passaggio in due serbatoi polmone..

Data l'esotermicità della reazione di deossigenazione è infatti necessario riciclare parte del prodotto del primo stadio in carica al reattore per avere un effetto di diluizione in grado di controllare l'aumento di temperatura nel reattore stesso.

Gli schemi di processo dell'unità di deossigenazione vengono riportati come Allegato 3.

Stadio di isomerizzazione

L'impianto di desolfurazione esistente HF2 sarà convertito nella sezione di isomerizzazione dell'unità ECOFINING™. In particolare, l'impianto è costituito da:

- Sezione di reazione, comprendente il forno di reazione B-101N ed il reattore D-102N. La carica della sezione di isomerizzazione, costituita dalla frazione idrocarburica paraffinica prodotta nello stadio di deossigenazione, a valle delle pompe di carica (J-101 A/B), viene unita alla corrente di idrogeno di make-up ed all'idrogeno di riciclo compressi da un'apposita sezione di compressione gas (J-102 A/B/C) e quindi, dopo preriscaldamento in un treno di scambio dedicato a spese dei prodotti caldi, viene ulteriormente riscaldata nel forno di reazione B-101N pervenendo quindi al reattore di isomerizzazione D-102N. Tale reattore viene opportunamente adeguato al nuovo utilizzo mediante parziale modifica degli interni del reattore stesso. L'effluente da tale reattore viene raffreddato e perviene quindi al separatore di alta pressione (F-103N), in cui vengono separati i gas ricchi di idrogeno da riciclare, mentre il liquido viene inviato al successivo separatore di bassa pressione (F-104N). Il gas dal separatore di bassa pressione viene inviato alla rete fuel gas della Raffineria mentre il liquido in uscita dal separatore viene inviato, previo riscaldamento, alla colonna di strippaggio E-101.
- Sezione di strippaggio gasolio, comprendente la colonna di strippaggio E-101, dalla quale si ottiene, come prodotto di fondo, il gasolio inviato successivamente alla sezione di essiccamento e, come prodotto di testa, una fase gassosa che viene inviata in un ricevitore (F-105) per la separazione finale del gas (inviato, previa compressione, alla rete fuel gas di Raffineria) e del liquido recuperato (Green Nafta), parzialmente reflusso nello stripper E-101 mediante le nuove pompe 26-J-301 A/B ed in parte inviato alla successiva sezione di separazione GPL, dove verrà stabilizzato prima di essere inviato ai serbatoi di stoccaggio.

- Sezione di essiccamento gasolio, costituita dalla colonna di essiccazione E-155. Il prodotto di fondo di tale colonna, costituito da Green Diesel essiccato, viene in parte riciclato a monte della sezione di isomerizzazione ed in parte inviata a stoccaggio.

Per aumentare il liquido circolante ed assicurare la bagnabilità del catalizzatore altrimenti a rischio a causa della scarsa quantità di carica fresca, è infatti previsto un riciclo di prodotto al reattore.

Gli schemi di processo dell'unità di isomerizzazione vengono riportati come Allegato 4.

L'unità ECOFINING™ produce pertanto, oltre al Green Diesel, anche Green Nafta, come sottoprodotto, e una corrente di Green GPL ricco in propano.

Inoltre l'unità produce una corrente di gas acido, ricca in CO₂ e povera in H₂S. La materia prima vegetale non contiene zolfo e pertanto la minima quantità di zolfo presente nei gas acidi prodotti dall'ECOFINING™ deriva unicamente dall'iniezione in continuo di un agente sulfidante (Dimetil-Disolfuro - DMDS) necessario a mantenere l'attività del catalizzatore di deossigenazione.

3.1.7. Unità di purificazione con ammine e rigenerazione

Il nuovo ciclo "green" modificherà il quadro degli stream gassosi prodotti. L'impianto di ECOFINING™, nella sezione di deossigenazione, produce infatti un gas acido ricco in CO₂ e povero di H₂S.

L'ammina utilizzata attualmente della Raffineria è la MDEA (Metil-Di-Etanol-Ammina), che è in grado di garantire una rimozione selettiva di H₂S. Nel ciclo "green" tale ammina dovrà pertanto essere sostituita con un nuovo solvente che risulti selettivo sia per la CO₂ che per l'H₂S (tipo Ucarsol), al fine di rimuovere la CO₂ presente nel gas ricco in idrogeno che andrà a costituire il gas di riciclo ai reattori.

L'introduzione di tale solvente comporta alcune modifiche all'assetto attuale del circuito ammine, in quanto nella configurazione esistente le colonne di assorbimento dei gas acidi di alta e di bassa pressione delle unità HF1, HF2 ed il trattamento gas di coda (TGT) sono collegate ad una rigeneratrice comune. Nel nuovo assetto, la colonna di assorbimento del TGT verrà separata dal circuito ammine dell'unità ECOFINING™.

Il circuito ammine sarà così definito:

- Circuito ammine ECOFINING™:
 - Assorbitore ammine dedicato al gas di riciclo dell'ECOFINING™ (C-102), in cui i gas trattati, ricchi di idrogeno, vengono riciclati a monte della sezione di deossigenazione;
 - Assorbitore ammine dedicato al lavaggio del gas ricco in propano prodotto dalla sezione di deossigenazione dell'ECOFINING™, destinato ad essere recuperato come GPL (C-103);

- Assorbitore ammine dedicato ai gas da V-125, dai pretrattamenti delle unità Isomerizzazione e Reforming catalitico e al fuel gas della rete di bassa pressione della raffineria (E-203N);
 - Colonna di rigenerazione ammine esauste C1. L'ammina rigenerata viene raffreddata, filtrata e quindi rinviata alle sezioni di lavaggio gas. E' prevista l'installazione di nuove pompe di rilancio ammina MPE-203 A/B alla colonna di lavaggio gas C-102, in sostituzione delle esistenti MPE-105 A/B. L'H₂S recuperato dalla testa colonna viene inviato alla sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1 (termocombustore).
- Circuito ammine Tail Gas Treatment: fuori servizio.

3.1.8. Unità di recupero zolfo RZ1 (termocombustore)

La carica di origine biologica alimentata all'unità ECOFINING™ non contiene zolfo e la quantità di zolfo presente nei gas acidi di raffineria nell'assetto operativo Green deriverà solo dal contenuto di zolfo della Nafta alimentata all'Impianto di Splitter VN e dall'agente sulfidante (DMDS) iniettato in continuo sulla carica dell' ECOFINING™ per mantenerne l'attività del catalizzatore. Il gas acido di raffineria in tale assetto sarà quindi costituito da:

- uno stream gassoso da ECOFINING™ con un basso tenore in H₂S ed un elevato contenuto di CO₂, con un rapporto tra i due componenti rispettivamente di 3 a 100 (in peso).
- Un ulteriore stream gassoso contenente H₂S, prodotto dalla desolforazione della benzina leggera e pesante, rispettivamente nei pretrattamenti di Isomerizzazione e Reforming Catalitico.

La quantità di H₂S contenuta gassosi nelle correnti gassose prodotte nell'assetto "green" è molto bassa. La portata totale di gas acidi, pari a circa 2.100 kg/h (costituiti per circa 2.000 kg/h, da CO₂ e per i restanti 100 kg/h da H₂S), risulta essere inferiore al minimo tecnico negli impianti di recupero zolfo esistenti (RZ1 e RZ2).

Le unità di recupero zolfo presenti in raffineria non consentono pertanto di trattare tale corrente, in considerazione dell'esiguo tenore in H₂S. Pertanto, tali correnti gassose, in accordo a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06 nell'Allegato I alla Parte quinta, Parte IV Sez. 1 punto 4, vengono inviati alla sezione terminale dell'unità di recupero zolfo RZ1 (termocombustore) e resta invariata la configurazione di convogliamento dei fumi dell'impianto zolfo.

3.1.9. Unità di strippaggio acque acide SWS3

Le acque acide prodotte dalle varie unità utilizzate nel ciclo "green" vengono inviate all'unità SWS3 per la rimozione di H₂S, NH₃ ed idrocarburi prima del loro invio all'unità di trattamento di acque reflue TE.

Non è prevista alcuna modifica impiantistica rispetto alla configurazione attuale.

3.1.10. Unità di trattamento di acque reflue TE

Le acque di processo, unitamente a quelle meteoriche e a quelle civili, vengono inviate all'unità TE prima del loro conferimento all'impianto di trattamento Consortile Fusina.

3.1.11. Movimentazione e stoccaggio

Le modifiche previste per adattare la movimentazione e lo stoccaggio della Raffineria alle nuove cariche ed ai nuovi prodotti del ciclo "green" sono di seguito elencate:

- coibentazione e tracciatura linee di collegamento darsena-serbatoi di stoccaggio e serbatoi di stoccaggio-unità di processo per:
 - oli vegetali raffinati;
 - intermedio di reazione da deossigenazione ECOFINING™;
- installazione di un nuovo serbatoio 21-V-201 per lo stoccaggio di DMDS e relative pompe di alimentazione 21-MPE-204 A/B e 21-MPE-201 A/B;
- linea di collegamento del Green GPL da ECOFINING™ a Splitter GPL;
- linea di collegamento della Green Nafta da ECOFINING™ a Splitter VN o a stoccaggio;
- cambio di destinazione di alcuni serbatoi come illustrato nella tabella seguente:

Tabella 6: Cambio di destinazione d'uso di alcuni serbatoi di Raffineria

Sigla	Servizio ciclo tradizionale	Servizio ciclo green
112	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
105	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
104	Gasolio semilavorato	Olio di palma raffinato
228	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1
229	HVGO (Gasolio semilavorato)	Sem. da HF1
517	Benzina semilavorata	Green Nafta
111	HVGO (Gasolio semilavorato)	Green Diesel
SIGARI	GPL	Green GPL
505	ATK (Kero)	Sem. da C4N a ISO
519	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO
520	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a ISO

Sigla	Servizio ciclo tradizionale	Servizio ciclo green
518	Biodiesel ²	Sem. da C4N a RC3
516	Benzina semilavorata	Sem. da C4N a RC3

3.2. Bilanci di materia ed energia del ciclo “green”

Nei seguenti paragrafi vengono presentati i bilanci di materia ed energia dalla Raffineria operante nella configurazione “green”.

3.2.1. Consumo di materie prime e ausiliarie

Di seguito si riportano le materie prime principali relative al ciclo “green” della Raffineria. I valori si riferiscono alla Massima Capacità Produttiva (di seguito MCP).

Tabella 7 Consumo di materie prime principali

Descrizione	U.d.M	Ciclo “green”
Olio vegetale raffinato	t/a	400.000
Nafta full-range	t/a	873.100

Nella Tabella 8 di seguito riportata vengono indicate le principali materie ausiliarie utilizzate nel ciclo “green” sempre alla MCP.

Tabella 8 Consumo di materie ausiliarie

Descrizione	U.d.M	Ciclo “green”
Stoccaggio e movimentazione		
MTBE	t/a	65
Solvente unità ammine		
Ucarsol	t/a	40
Unità Ecofining		
CATTRAP 10	m ³ /a	1,3
CATTRAP 30	m ³ /a	3,4
CATTRAP 50	m ³ /a	3,8
CATTRAP 65	m ³ /a	3,0
BGB-200 guard bed	t/a	43,5
BGB-100 guard bed	t/a	0,3
DI-100	t/a	18,5
BDO-200	t/a	28,0
DMDS	t/a	880

² Come da scheda AIA B13 revisionata ad Aprile 2010 (ex Kero).

3.2.2. Bilancio Energetico

I consumi e le produzioni annue di energia relativi ed al ciclo "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella 9 riepilogativa.

Tabella 9 Consumi e produzioni energetiche

Parametro	U.d.M	Ciclo "green"
Produzione di energia		
Energia termica	MWh	1.919.810
Energia elettrica	MWh	263.676
Consumo di energia		
Energia termica da combustibili	MWh	2.258.600
Consumo vapore MP	t/a	199.300
Consumo vapore LP	t/a	496.900
Energia elettrica	MWh	95.099
Fuel gas	t/a	54.711
Metano	t/a	112.202

3.2.3. Ambiente idrico

Approvvigionamento idrico

I consumi idrici relativi al ciclo "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella 10 riepilogativa.

Tabella 10 Consumi idrici

Fonti di approvvigionamento	U.d.M	Ciclo "green"
Acque di processo - Acquedotto industriale	m ³ /a	1.800.000
Acque igienico-sanitarie - Acquedotto comunale	m ³ /a	140.000
Acque di raffreddamento - Acqua mare	m ³ /a	44.244.000

Scarichi idrici

I quantitativi di acque reflue relativi al ciclo "green" riferiti alla MCP sono riportati nella seguente Tabella 11 riepilogativa.

Tabella 11 Scarichi idrici

Scarico	U.d. M	Ciclo "green"
Acqua di raffreddamento da mare	m ³ /a	44.244.000
Acque reflue a Consorzio Fusina	m ³ /a	3.150.000

3.2.4. Emissioni in atmosfera

Emissioni convogliate

Le emissioni convogliate in atmosfera relative al ciclo "green" riferite alla MCP sono riportate nelle seguenti tabelle riepilogative.

Tabella 12. Emissioni convogliate in atmosfera

Parametro	Ciclo "green" (t/a)
SO ₂	1.599 ³
NOx	1.155
Polveri	44
CO	152

Nella seguente Tabella 13 si riportano le emissioni relative alla sola centrale di cogenerazione (COGE) nella configurazione "green" della Raffineria riferite alla MCP.

Tabella 13. Emissioni in atmosfera relative all'impianto COGE

Parametro	Ciclo "green"	
	(mg/Nm ³)	(kg/h)
SO ₂	<4 ³	<3 ³
NOx	179	80
Polveri	9	4
CO	19	8

³ Si è assunto un contenuto di zolfo totale nel metano pari a 150 mg/Sm³ (dati SNAM rete gas).

Emissioni diffuse e fuggitive

In considerazione del fatto che durante l'operatività del ciclo "green" della Raffineria parte degli impianti di processo esistenti risultano fermi, si prevede che le emissioni fuggitive subiscano una sensibile riduzione rispetto al ciclo tradizionale di raffinazione.

Per quanto riguarda invece le emissioni diffuse relative alle attività di stoccaggio e movimentazione e all'impianto di trattamento delle acque reflue TE, non si prevedono sostanziali variazioni tra i due schemi produttivi.

3.2.5. Rifiuti

I principali rifiuti solidi prodotti dalla Raffineria durante il ciclo "green" risultano costituiti dai catalizzatori esausti dell'unità Ecofining, in sostituzione dei catalizzatori esausti prodotti dalle unità di desolforazione gasoli HF1 e HF2 nel ciclo tradizionale di raffinazione. La tipologia e le quantità stimate sono indicate nella seguente Tabella 14.

Tabella 14. Tipologia e quantità stimate dei nuovi catalizzatori per l'unità Ecofining

Tipologia catalizzatore	U.d.M.	Quantità stimate
CATTRAP 10	m ³ /a	1,3
CATTRAP 30	m ³ /a	3,4
CATTRAP 50	m ³ /a	3,8
CATTRAP 60	m ³ /a	3,0
BGB-200 guard bed	t/a	43,5
BGB-100 guard bed	t/a	0,3
DI-100	t/a	18,5
BDO-200	t/a	28,0

In Allegato 5 vengono riportate le schede di sicurezza dei catalizzatori che verranno utilizzati nell'unità ECOFINING™.

3.2.6. Sorgenti sonore

Tutte le apparecchiature nuove installate per l'operatività del ciclo "green" saranno caratterizzate da un livello continuo di pressione sonora inferiore a 80 dB(A) ad una distanza di un metro dall'apparecchiatura stessa.

3.2.7. Sorgenti odorigene

Per poter operare il ciclo "green", è necessario uno stoccaggio di DMDS da 12 m³. Tale sistema di stoccaggio sarà dotato di un dispositivo per il confinamento delle fasi di movimentazione al fine di evitare la diffusione degli odori.

3.2.8. Traffico

La seguente Tabella riporta il confronto tra i dati di movimentazione di mezzi per il ciclo "green" di Raffineria.

Tabella 15: Confronto dati traffico

Mezzo di trasporto	U.d.m.	Ciclo "green"
Navi (materie prime e prodotti finiti)	navi/anno	217
Autobotti (ATB) (materie prime e prodotti finiti)	ATB/giorno	49
Ferrocisterne (FCC) (Finiti)	FCC/giorno	16
Oleodotti (Finiti)	kt/a	2.313

3.3. Presidi di salute e sicurezza

Per quanto riguarda gli adempimenti relativi al D.Lgs. 334/99 e s.m.i., si sottolinea che le modifiche impiantistiche a cui verranno sottoposti gli impianti esistenti per permettere l'operatività del ciclo "green" prevedibilmente non comporteranno un aggravio dell'attuale livello di rischio della Raffineria. A tal proposito verrà eseguito lo studio di sicurezza e verrà predisposta la relativa documentazione per la trasmissione agli Organi Competenti.

3.4. Fase di cantiere

Gli interventi necessari alla realizzazione del progetto Green Refinery si limitano ad alcune modifiche impiantistiche configurabili quali attività di "manutenzione straordinaria". Sono previste inoltre limitate attività di carattere civile, quali il rinforzo di alcuni basamenti per l'alloggiamento di nuovi macchinari e l'adeguamento di alcune solette in calcestruzzo armato, per la posa degli skid prefabbricati ospitanti le nuove attrezzature. Sono pertanto previste marginali attività di demolizione o scavo che verranno eseguite in conformità alle prescrizioni in tal senso formulate in sede di Conferenza di Servizi Decisoria del SIN di Venezia.

3.4.1. Programma dei lavori

Si prevede di avviare i lavori di realizzazione del progetto a partire dal 1° Luglio 2013. Il relativo programma è di seguito riportato:

- fermata impianti: 15 giorni;
- bonifica e predisposizione impianti per il cantiere: 15 giorni;
- cantiere per la realizzazione delle modifiche agli impianti, comprendente la logistica: 3 mesi;
- precommissioning: 20 giorni;



- messa in servizio: 20 giorni.

3.4.2. Personale impiegato e traffico stimato

Durante i tre mesi della fase di cantiere prevista per la realizzazione delle modifiche impiantistiche e la relativa logistica, si prevede la presenza in sito di personale terzo dedicato in numero mediamente pari a circa 130 unità. Il traffico di automezzi pesanti previsto da e per il cantiere è stato stimato in circa 2 – 3 automezzi al giorno.

3.4.3. Produzione di rifiuti

Durante le varie attività di cantiere verranno prodotti diversi rifiuti, la cui tipologia sarà comparabile a quella tipicamente correlata alle normali attività di manutenzione degli impianti di raffineria.



ALLEGATI



Allegato 1

Planimetria generale della Raffineria



Allegato 2

Schemi di processo relativi all'unità Splitter VN



Allegato 3

Schemi di processo dell'unità ECOFINING™ – Sezione di deossigenazione



Allegato 4

Schemi di processo dell'unità ECOFINING™ – Sezione di isomerizzazione



Allegato 5

**Schede di sicurezza dei catalizzatori che verranno utilizzati
nell'unità ECOFINING™**