



AIR LIQUIDE ITALIA PRODUZIONE S.r.l.
Via Capecelatro n° 69
MILANO (MI)

**PROGETTO DI UN IMPIANTO
PER LA PRODUZIONE DI IDROGENO**

**Documentazione tecnica a corredo della domanda di
Autorizzazione Integrata Ambientale
(D.Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59)**

ORIGINALE

Tomo 3

Sintesi non tecnica

Data:

Firma del Gestore: _____

Il presente documento è costituito da numero 33 pagine comprensive di numero 4 allegati

INDICE

0.0	PREMESSA	7
1.0	DATI IDENTIFICATIVI ED UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	8
1.1.	DATI GENERALI	8
1.1.1	Ragione sociale ed indirizzo del fabbricante	8
1.1.2	Denominazione ed ubicazione degli impianti	8
1.1.3	Responsabile della progettazione esecutiva della Raffineria	8
1.2	LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO	9
1.2.1	Corografia della zona	9
1.2.2.	Posizione dell'impianto	10
1.2.3	Piante e sezioni dell'impianto	11
2.0.	INFORMAZIONI RELATIVE ALL'IMPIANTO	12
2.1.	STRUTTURA ORGANIZZATIVA	12
2.2.	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA'	14
2.2.1	Codice attività	14
2.2.2.	Tecnologia di base adottata	15
2.2.3.	Descrizione sintetica del funzionamento dell'impianto	15
2.2.4.	Alimentazione dell'impianto	17
2.2.5.	Utilities	17
2.2.6.	Sistemi Ausiliari	18
2.3.	CAPACITA' PRODUTTIVA DELL'IMPIANTO	20
2.4.	MATERIE PRIME ED AUSILIARIE	20
3.0.	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI EMISSIONI INQUINANTI GENERATE E DEI CONSUMI ENERGETICI	20
3.1.	EMISSIONI SONORE	20
3.2.	EMISSIONI IN ATMOSFERA	21
3.3.	EFFLUENTI LIQUIDI	23
3.4.	RIFIUTI	25
3.5.	CONSUMI ELETTRICI	27
4.0.	PREVENZIONE E RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO	27

ALLEGATI

- Allegato 1.2.1.** Corografia in scala 1:25.000.
Allegato 1.2.3.a Planimetria generale dell'impianto.
Allegato 1.2.3.b. Sezioni dell'impianto.
Allegato 2.2.3. Schemi a blocchi semplificati dell'impianto nelle sue possibili tre configurazioni.

0.0 PREMESSA

Il progetto AIR LIQUIDE di realizzare un impianto di produzione idrogeno all'interno dello stabilimento ERG MED Raffinerie Mediterranee Impianti Nord, costituisce una risposta alle prossime necessità della stessa ERG come delle altre realtà produttive del Polo Petrolchimico Siracusano che dovranno adeguarsi ai nuovi standard dettati dalle Direttive Comunitarie 98/70/CE e la 99/32/CE che prevedono che a partire dall'anno 2005 lo zolfo totale su prodotto finito (benzina/gasolio) sia non superiore a 50 ppm peso, e successivamente a 10 ppm peso zolfo.

Dal punto di vista ambientale, l'impianto parteciperà al miglioramento complessivo delle emissioni provenienti dal consumo dei nuovi gasoli per autotrazione a basso tenore di zolfo.

La mancata realizzazione del progetto comporterebbe la non disponibilità di idrogeno per la desolfurazione dei gasoli per autotrazione prodotti dalla ERG MED Raffineria Mediterranee Impianti Nord impedendo di fatto l'adozione della Direttiva UE per la fabbricazione del combustibile dal 2005.

Il Ministero dell'Ambiente, in data 01/06/2004 (DSA/2004/13235), ha escluso dalla procedura di VIA, di cui all'art. 6 della legge 349/1988 e ss.mm.ii., l'insieme degli interventi impiantistici proposti per Raffineria ISAB Impianti Nord dalla società ERG raffinerie Mediterranee S.r.l., per la produzione di benzine e gasoli finiti con 50 e 10 ppm di zolfo, comprendenti anche il nuovo impianto idrogeno della Air Liquide Impianti Produzione S.r.l.

Di seguito si riporta l'elenco delle autorizzazioni ottenute dalla società per la realizzazione dell'impianto:

- Autorizzazione alla realizzazione dell'Impianto, rilasciata in data 25/11/2005 (D.R.S. n. 2543) dalla Regione Siciliana, Assessorato Industria, ai sensi D.P.R. 420/94;
- Autorizzazione alla realizzazione, rilasciata dall'Autorità Portuale di Augusta (SR), ai sensi dell'art. 52 del Codice della Navigazione (stabilimento costiero), in data 25/03/2005 (Prot. n. 1848/DEM);
- Determina A.S.I. di conformità al P.R.G.A.S.I., rilasciata in data 10/05/2004 (Determina n.10);
- Parere rilasciato dal Comitato di Coordinamento per l'area a Rischio di Crisi Ambientale del Territorio di Priolo-Augusta-Melilli-Floridia-Solarino-Siracusa (DPRS 23 gennaio 1996) in data 24/06/2004 (prot. 360);
- Autorizzazione allo scarico delle emissioni in atmosfera, rilasciata dalla Regione Siciliana Assessorato Territorio ed Ambiente, in data 21/09/2004 (D.R.S. n. 994);
- Pareri di competenza rilasciati dalla Soprintendenza di Siracusa sezioni Beni Archeologici (in data 17/03/2004 Prot. n. 1103) e Sezione Beni Architettonici, Naturali, Naturalistici, Paesaggistici ed Urbanistici (in data 17/06/2004 Prot. n. 3560).
- Concessione Edilizia, rilasciata dal Comune di Melilli in data 19/04/2005 (Concessione n. 88).
- Nulla Osta di Fattibilità, rilasciato dal Ministero dell'Interno, Direzione Regionale dei Vigili del Fuoco, in data 01/12/2004 (Prot. n. 10012).

La Società ha avviato le attività per la predisposizione e presentazione al locale Comando VV.F. dell'istanza per il rilascio del Certificato di Prevenzione Incendi nei termini previsti dal DM 19/03/2001.

1.0 DATI IDENTIFICATIVI E UBICAZIONE DELL' IMPIANTO

1.1. DATI GENERALI

L'impianto produzione idrogeno in progetto sorgerà all'interno dell'agglomerato industriale dell'area di Priolo/Melilli (SR), in un'area ricadente nel comune di Melilli, di proprietà della ERG MED Raffineria ISAB Impianti Nord e sulla quale la stessa ERG MED ha costituito un diritto di superficie a favore di AIR LIQUIDE al fine di consentirle la costruzione, in corso, e successiva gestione dell'impianto.

L'area concessa ad Air Liquide si estende per una superficie di circa 9.900 m² e confina a nord, ad est, sud ed ovest con aree di proprietà ERG MED.

1.1.1 Ragione sociale ed indirizzo del fabbricante

AIR LIQUIDE ITALIA PRODUZIONE S.r.l.

Sede legale: Via Capecelatro n°69 – 20100 Milano

1.1.2 Denominazione ed ubicazione dell'impianto/deposito

Impianto di produzione idrogeno (SMR)

Ubicazione

Erg Raffinerie Mediterranee, Raffineria ISAB Impianti Nord (SR)

S.P. ex SS 114 Siracusa - Catania

Le coordinate del baricentro dello Stabilimento sono:

- longitudine compresa tra 15° 12' EST
- latitudine compresa tra 37° 12' NORD

Direttore responsabile/Gestore: Dott. Ing. Gian Piero Reale

1.1.3 Responsabile della progettazione esecutiva

La società responsabile della progettazione dell'impianto è la Air Liquide Progetti Italia, società "leader" in campo internazionale.

1.2. LOCALIZZAZIONE ED IDENTIFICAZIONE DELL'IMPIANTO

1.2.1 Corografia della zona

La corografia della zona è rappresentata dalla mappa in scala 1:25.000 della zona circostante l'impianto oggetto del presente rapporto. Tale mappa è riportata in *Allegato 1.2.1*. La mappa evidenzia il perimetro dello Stabilimento e la parte di zona circostante per un raggio di 5 km nell'intorno dell'installazione. In tale mappa sono evidenziati gli opifici limitrofi allo Stabilimento.

L'insediamento abitativo più vicino è Priolo Gargallo a circa 2,5 km; nel centro abitato del comune sono situati scuole e uffici. Per quanto riguarda le infrastrutture pubbliche si ha la seguente situazione:

La rete viaria che attraversa la zona industriale ha come struttura fondamentale l'Asse Viario Principale, che ha sostituito la Strada Statale n° 114 litoranea, ormai del tutto inadeguata all'intenso traffico veicolare.

L'asse Viario Principale a scorrimento veloce e con caratteristiche autostradali ha inizio dalla Strada Statale n° 114 (km 129 + 900) e si sviluppa in direzione Nord-Sud fino a raggiungere l'uscita di Siracusa Ovest. A questo asse si collegano, tramite sei svincoli, gli Assi Trasversali di Penetrazione, che interessano tutta la zona industriale:

- Villasmundo-Augusta;
- Zona Industriale Nord-Ovest-Sortino;
- Melilli;
- Priolo;
- Belvedere – Zona Industriale Sud;
- Siracusa Ovest.

La viabilità secondaria è costituita essenzialmente da un Asse (Strada Provinciale 35 – ex SS 114) al servizio degli stabilimenti industriali realizzato migliorando il già esistente tracciato della SS 114 e collegato all'Asse Viario Principale attraverso gli Assi di Penetrazione Trasversali.

I mezzi gommati, con una netta prevalenza di quelli privati, costituiscono il principale mezzo di trasporto utilizzato per i movimenti delle persone, nella viabilità circostante al Polo Industriale, risultando del tutto trascurabile il numero di coloro che adoperano i servizi pubblici su gomma e ferroviari.

Notevole è anche la circolazione di mezzi pesanti legati alle attività del polo industriale.

Il Piano Regolatore A.S.I. ha previsto, per maggiore sicurezza della popolazione, un tracciato ad uso esclusivo dei mezzi di pronto intervento e di soccorso, da realizzarsi a partire da Targia utilizzando tronchi stradali già esistenti tra la linea ferroviaria e la costa, in modo da non dovere percorrere la viabilità ordinaria in caso di emergenza.

Il collegamento ferroviario avviene mediante la linea Siracusa-Catania-Messina che attraversa la zona industriale. Il programma di ammodernamento delle FF.SS. ha realizzato il nuovo scalo merci in località Pantanelli (Siracusa) completato con il nuovo tracciato in galleria che ha eliminato l'attraversamento di Siracusa. Tra le opere ancora da realizzare, è previsto il raddoppio del binario da Catania a Siracusa.

Per il trasporto marittimo la zona del Polo Industriale è prospiciente al mar Ionio. L'area è stata attrezzata con pontili utilizzati dagli insediamenti per l'approvvigionamento di materie prime e la spedizione di prodotti.

Il più vicino aeroporto è a circa 50 Km (Catania-Fontanarossa); a circa 60 Km si trova l'Aeroporto Militare di Sigonella.

Nella zona industriale l'energia elettrica è garantita oltre che dall'ENEL dalle centrali dei grandi stabilimenti petrolchimici e dall'impianto di produzione di energia elettrica in cogenerazione della ISAB ENERGY S.p.A. in grado di fornire 500 MW.

La distribuzione avviene tramite una vasta rete di elettrodotti che copre tutta l'area e che rende agevole in ogni punto l'allacciamento degli insediamenti industriali alla rete elettrica.

Sempre in campo energetico l'area è servita da **una rete di distribuzione del gas metano** (proveniente dall'Algeria) alimentata da una diramazione dal metanodotto che partendo da Adrano (provincia di Catania) attraversa tutta la zona industriale di Augusta-Siracusa.

1.2.2 Posizione dell'impianto

La Raffineria di Priolo è insediata all'interno dell'agglomerato industriale sorto alla fine degli anni '50 con la società Edison & Montecatini (poi Montedison), come polo chimico. Fra gli anni '60 e '70 subì una trasformazione strutturale, in virtù della costituzione degli impianti per la raffinazione del petrolio, divenendo così uno dei più importanti poli petrolchimici nazionali.

Oggi l'intero Stabilimento è così suddiviso:

- la Raffineria Isab Impianti Nord (di proprietà ERG Raffinerie Mediterranee) comprende tutti gli impianti di raffinazione;
- ERG Nuove Centrali che è proprietaria e gestisce le centrali termiche e la produzione di energia
- Aree di proprietà Syndial e di Polimeri Europa;
- Area di proprietà AIR LIQUIDE IMPIANTI GASSIFICAZIONE.

La Raffineria avente un'area occupata di circa 350 ettari (entro la recinzione) e di 117 ettari (fuori cinta) è confinante con:

- Lato Nord: Terreno libero demaniale, proprietà ENI (Polimeri Europa e Syndial) e Marina Militare
- Lato Ovest: Terreno libero demaniale
- Lato Sud : Terreno libero demaniale, proprietà ENI (Polimeri Europa e Syndial)
- Lato Est : Mare Jonio.

1.2.3 Piante e sezioni

In *Allegato 1.2.3.a*, si riporta la planimetria generale dell'impianto.

In *Allegato 1.2.3.b*, si riportano le sezioni dell'impianto.

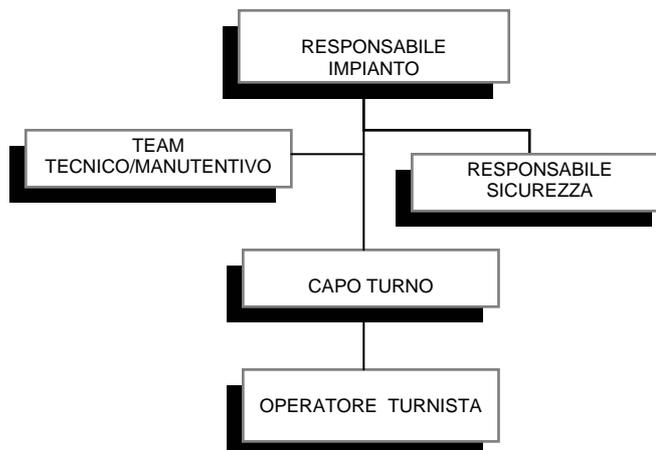
2.0. INFORMAZIONI RELATIVE ALL'IMPIANTO

2.1. Struttura organizzativa

Le attività svolte nello stabilimento vengono effettuate secondo un ciclo lavorativo di circa 8 ore per 7 giorni alla settimana con tre turni lavorativi (diurni e notturni).

Di seguito si riporta l'organigramma dell'impianto in oggetto:

IMPIANTO IDROGENO



Il personale direttamente interessato all'esercizio dell'impianto è il seguente:

PERSONALE GIORNALIERO	PERSONALE TURNO
Responsabile di produzione	Assistenti in turno Operatori in turno

2.2. DESCRIZIONE DELLE ATTIVITA'

2.2.1 Codice attività

Il codice della attività secondo la classificazione dell'allegato IV all'O.M. 21/2/85 del Ministero della Sanità è: 313 E - Industria derivati del petrolio.

2.2.2 Tecnologia di base adottata

La concezione del processo di questo impianto ha impegnato il Gruppo AIR LIQUIDE con la collaborazione di produttori specialisti ed equipe di processo altamente qualificati. Nel 1996 AIR LIQUIDE e HALDOR TOPSOE A/S hanno costituito un'alleanza strategica nell'area dell'idrogeno.

Per quanto sopra detto AIR LIQUIDE utilizza tecnologie e catalizzatori HALDOR TOPSOE negli impianti di reforming per fornire idrogeno ai suoi clienti nel mondo. HALDOR TOPSOE A/S è una società privata volta alla ricerca e sviluppo di catalizzatori e alla loro vendita, alla fornitura di ingegneria e servizi tecnici per la realizzazione di impianti basati sulle proprie tecnologie.

Gli impianti idrogeno attualmente gestiti da AIR LIQUIDE nel mondo comprendono:

- 32 impianti di produzione idrogeno e idrogeno/vapore;
- 30 impianti di purificazione idrogeno.

Agli impianti si aggiungono:

- 10 reti di distribuzione idrogeno in Europa, USA e Asia;
- 1000 km di tubazioni dedicate al trasporto dell'idrogeno.

AIR LIQUIDE si è recentemente assicurata 6 nuovi importanti contratti di fornitura idrogeno che hanno comportato e comporteranno la realizzazione di nuovi impianti di produzione utilizzando la tecnologia HALDOR TOPSOE, tra i quali quello oggetto della presente richiesta di autorizzazione:

- Repsol La Coruna (Spagna): avvio della produzione avvenuto nel 2005;
- Exxon-Mobil Port Jérôme (Francia): avvio della produzione avvenuto nel 2004;
- Repsol Purtollano (Spagna): avvio della produzione avvenuto nel 2003;
- Northern Europe: avvio della produzione avvenuto nel 2003;
- BASF Yosu (Corea): avvio della produzione avvenuto nel 2003;
- ERG MED (Priolo, Siracusa-Italia): avvio previsto della produzione settembre 2006.

2.2.3. Descrizione sintetica del funzionamento dell'impianto.

Nella descrizione del processo di seguito esposta, saranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nella seguente tabella:

Termine	Definizione
Colonna di Stripping	Apparecchiatura per la purificazione del condensato mediante vapore
CO Shift	Reattore contenente un catalizzatore che favorisce la reazione del CO con il vapore per la produzione di idrogeno.
Gas Naturale	Gas naturale; materia prima utilizzata/bile sia come combustibile sia come carica di impianto insieme o in alternativa al butano.
Butano	Materia prima (fornita dalla raffineria ERG MED Impianti Nord) utilizzata/bile sia come combustibile sia come carica di impianto insieme o in alternativa al gas naturale.
PSA	Pressure Swing Adsorber. Unità di purificazione del syngas, per la produzione di idrogeno puro al 99,9%.
Steam Reformer	Unità di produzione del syngas, basata su un processo di reformer con vapore, attraverso una sostanza catalizzatore, che utilizza come materia prima il gas naturale e/o il butano.
Syngas	Miscela contenente principalmente idrogeno, CO ₂ , gas naturale e una percentuale di CO residuo.
DMW	Acqua demineralizzata.
BFW	Acqua demineralizzata di alimentazione per la produzione di vapore.
HDS	Sezione d'impianto utilizzata per la idrogenazione e desolforazione della carica.

Il nuovo impianto idrogeno è basato su un processo di Reforming con vapore di idrocarburi messo a punto in associazione con HALDOR TOPSOE A/S leader mondiale di questa tecnologia nella Raffinazione e Industria chimica.

Il processo di reforming con vapore di idrocarburi converte gli idrocarburi e il vapore, in presenza di un catalizzatore in nichelio, in un gas di sintesi ricco di idrogeno a una temperatura compresa fra 800 e 900°C e a una pressione tipica di 15-20 bar. Tale corrente viene infine depurata per ottenere idrogeno al 99,999% in volume. Il classico processo di reforming a vapore richiede 0,48 Nm³ di gas naturale per Nm³ di idrogeno.

Nella descrizione del processo si fa riferimento agli schemi di processo semplificati con l'indicazione del prodotto e delle materie prime. In **Allegato 2.2.3.** si riportano gli schemi a blocchi semplificati che sintetizzano il funzionamento dell'impianto nelle sue tre possibili configurazioni.

L'impianto di produzione idrogeno (SMR), sarà costituito dalle seguenti unità:

- **Unità HDS e Reforming**
- **Unità PSA**

L'unità **HDS e Reforming** produrrà gas di sintesi. L'unità **PSA** produrrà **H₂** dai gas di sintesi provenienti dall'Unità **HDS e Reforming**.

L'**Unità HDS e Reforming** comprende le seguenti fasi di processo:

- Vaporizzazione (solo butano) e preriscaldamento carica
- Idrogenazione e desolforazione carica
- Pre-reforming adiabatico

- Reforming
- Raffreddamento e separazione del gas
- Recupero del calore dei fumi di combustione
- Conversione CO alta temperatura
- Produzione vapore / deareazione BFW.

L'**Unità PSA** comprende la seguente fase di processo:

- Purificazione del gas per mezzo di cinque coppie di assorbitori.

Per il primo anno di esercizio dell'impianto, da settembre 2006, si utilizzerà, quale alimentazione all'impianto, esclusivamente il butano fornito via tubo dalla ERG MED.

Da fine 2007 si utilizzerà principalmente il gas naturale fornito via tubo dalla SNAM.

Completano l'impianto:

- Utilities
- Sistemi ausiliari
- Impianti e servizi antincendio
- Sistemi di controllo del processo.

A) Sezione di vaporizzazione e desolforazione

La carica dell'impianto sarà costituita da butano e/o gas naturale forniti ai limiti di batteria alle necessarie pressioni operative. I composti a base di zolfo, presenti nella carica, sono inquinanti per i catalizzatori del reformer, pertanto, è richiesto un contenuto di H₂S inferiore allo 0,05 ppm wt per evitare un rapido invecchiamento degli stessi catalizzatori.

Il butano contiene fino a 40 ppm wt di zolfo. Il gas naturale non contiene zolfo. Lo zolfo è rimosso in due tempi.

Il butano liquido verrà inviato nel serbatoio di compensazione butano; se è presente dell'acqua, la stessa verrà drenata. Il butano utilizzato come combustibile sarà vaporizzato in uno scambiatore utilizzando vapore di impianto.

Il gas naturale sarà fornito dalla SNAM e verrà preriscaldato, in modo da garantire con la successiva decompressione, a circa 45 bar, una temperatura di 20°C.

La carica butano/ gas naturale sarà miscelata con H₂ di riciclo, proveniente dall'**unità PSA**, prima della desolforazione.

La miscela sarà fatta riscaldare ed evaporare a 230°C nel preriscaldatore / vaporizzatore di carica; per la vaporizzazione si utilizzerà il vapore di impianto, le condense saranno raccolte in un apposito vessel. La miscela sarà ulteriormente riscaldata a 380°C nello scambiatore di preriscaldamento carica.

Poiché la carica conterrà sia H₂S che composti organici di zolfo, la desolforazione avverrà in due fasi:

- idrogenazione dei composti organici di zolfo per la produzione di H₂S utilizzando un catalizzatore al Co-Mo;
- assorbimento chimico dell'H₂S negli assorbitori zolfo/cloro.

Idrogenazione

Il primo catalizzatore nel sistema di desolforazione, sarà un catalizzatore al CO-Mo (TOPSOE) di idrogenazione dei composti organici dello zolfo, per la produzione di H₂S.

La massima attività del catalizzatore di idrogenazione dipende dalla concentrazione di idrogeno e dalla temperatura di entrata del reattore. La temperatura raccomandata per il catalizzatore è approssimativamente 380°C.

Deve sempre essere aggiunto sufficiente idrogeno per l'idrogenazione, poiché in caso contrario il risultato potrebbe essere una conversione povera di componenti organici di zolfo, che comporterebbe una presenza di zolfo nella sezione reforming.

Assorbimento di zolfo

I due assorbitori di zolfo/cloro saranno identici e posti in serie. Ogni assorbitore avrà un letto di catalizzatore contenente il catalizzatore per l'assorbimento dello zolfo, e uno strato "sommatale" di catalizzatore per l'assorbimento del cloro.

B) SEZIONE REFORMING

Lo steam reforming avrà luogo in due fasi. Prima nel prereformer adiabatico e dopo nel reformer.

Il gas di processo desolforato dagli assorbitori zolfo/cloro, sarà miscelato con vapore e inviato alla sezione reforming dove gli idrocarburi reagiscono con il vapore mediante catalizzatori al nichel.

Nel prereformer, tutti gli idrocarburi, di peso più elevato del metano, sono convertiti dalla reazione a), mentre le reazioni b) e c) favoriscono la formazione di idrogeno.

Prereforming adiabatico

Dopo essersi miscelata con vapore, la carica proveniente dalla sezione desolforazione sarà preriscaldata a 490°C tramite scambio di calore con il gas di combustione dal reformer nello scambiatore di preriscaldamento. Il gas di processo arriverà al prereformer, nel quale tutti gli idrocarburi più pesanti del metano verranno scomposti in idrogeno, monossido di carbonio, diossido di carbonio e metano.

Il prereformer conterrà il catalizzatore **TOPSOE**, altamente attivo e non piroforico e che non necessita di speciali attivazioni durante l'avvio dell'unità.

Reforming

Il gas proveniente dal prereformer sarà preriscaldato, tramite scambio di calore con gas di combustione proveniente dal reformer, nello scambiatore di preriscaldamento carica del reformer e inviato al reformer nel quale avverrà la maggior parte del reforming di metano. La reazione è fortemente endotermica e il calore della reazione viene fornito indirettamente dai bruciatori presenti nell'apparecchiatura.

La temperatura di ingresso del gas di processo sarà di circa 650°C. Il gas fluirà verso il basso ed uscirà ad una temperatura di circa 890°C.

I tubi nel forno saranno riscaldati da 108 bruciatori sistemati su sei file su ciascun lato del forno per garantire che la temperatura sia uniforme lungo tutta la lunghezza dei tubi. La disposizione dei tubi permetterà l'ispezione visuale, durante l'esercizio, attraverso portelle poste alle estremità e ai lati del rivestimento.

Il gas di combustione fluirà verso l'alto con l'uscita vicino alla estremità della camera radiante. La temperatura del gas in uscita sarà di circa 1020°C.

Il combustibile per il forno sarà l'off-gas dall'**unità PSA** miscelato con il butano o il gas naturale. Per assicurare una completa combustione del gas i bruciatori dovranno operare con eccesso di aria. Per il funzionamento normale è stato previsto un 10% di eccesso di aria.

Nel reformer sarà utilizzato un catalizzatore **TOPSOE** a base di nichel.

Sezione di recupero del calore del gas di combustione

La sezione di recupero del calore dai gas di combustione sarà montata in un condotto verticale attraversato dai gas di combustione seguito da un condotto orizzontale. Una ventola a tiraggio indotto porterà il gas di combustione al punto di emissione finale.

C) SEZIONE CONVERSIONE CO (ALTA TEMPERATURA)

La conversione del CO sarà realizzata utilizzando la reazione tra CO e il vapore d'acqua; la reazione è esotermica e porta alla produzione di idrogeno.

Il convertitore di alta temperatura, sarà riempito con un catalizzatore costituito da ossido di ferro con cromo e una piccola quantità di rame. L'attivazione del catalizzatore è fatta durante l'avviamento della sezione di reforming.

D) PRODUZIONE DI VAPORE

Raffreddamento del gas di processo

Il syngas ricco di idrogeno e CO₂, in uscita dal reattore ad una temperatura di circa 410°C, verrà fatto passare attraverso una serie di scambiatori di calore dove si raffredderà per interscambio di calore con acqua demineralizzata.

Produzione vapore

L'acqua demineralizzata, fornita dalla ERG ai limiti di batteria, sarà preriscaldata nel preriscaldatore e inviata al deareatore. Dopo la degasazione con vapore, sarà controllato il pH iniettando un alcalinizzante.

Dal deareatore l'acqua demineralizzata verrà pompato all'accumulatore di vapore e sarà usata per la produzione di vapore in appositi scambiatori.

La maggior parte del vapore prodotto sarà surriscaldato alla temperatura di circa 310 °C nella sezione gas di recupero calore dagli effluenti della combustione e usato come vapore di processo e vapore di esportazione. Il vapore verrà esportato a 18 bar e 270 °C.

E) PURIFICAZIONE DEL GAS MEDIANTE PSA

L'idrogeno da purificare verrà fatto passare nell'unità di purificazione idrogeno (PSA) costituita da cinque coppie di assorbitori, ciascuno dei quali conterrà allumina attiva, carbone attivo e setacci molecolari.

Il PSA produrrà direttamente la quantità richiesta di idrogeno puro al 99,9 % di volume. I gas di coda residui del PSA si useranno come combustibile nel Reformer. Il ciclo PSA è costituito da tre cicli principali:

- Assorbimento/Produzione.
 - Depressurizzazione e Rigenerazione
 - Ripressurizzazione
1. Durante la fase di assorbimento, le impurezze del gas come CO, N₂ e CH₄ sono selettivamente trattenute dall'assorbente mentre l'idrogeno, che viene solo debolmente assorbito, attraversa l'assorbente senza essere trattenuto. Dopo la fase di assorbimento, gli assorbenti devono essere rigenerati.
 2. La rigenerazione consiste in un abbassamento della pressione parziale delle impurezze trattenute in un assorbente.

3. La ripressurizzazione avviene in due fasi:

1° Fase: equalizzazione di pressione, con altri assorbitori che devono essere rigenerati insieme ad una ripressurizzazione con idrogeno preso dalla linea di produzione.

2° Fase: ripressurizzazione finale alla pressione di esercizio, soltanto con idrogeno preso dalla produzione.

Quando la ripressurizzazione è completa l'assorbitore è pronto per il successivo ciclo di produzione.

In uscita dall'unità **PSA**, l'idrogeno prodotto, ad una temperatura di 40 °C e ad una pressione di 28 bar, viene inviato alle utenze e in parte riciclato in impianto.

Stazioni di misura

L'idrogeno in uscita dal PSA passerà attraverso le seguenti stazioni di misura dalle quali sarà fornito agli utilizzatori:

1X-711: stazione di misura dedicata al costruendo impianto HDT della ERG MED Impianti nord;

1X-712: stazione di misura dedicata alla rete di distribuzione della ERG MED;

1X-713: stazione di misura per idrogeno movimentato sulla linea ERG MED IMP SUD – ERG MED IMP NORD;

1X-714: stazione di misura dedicata alla Exxon.

2.2.4. Alimentazione dell'impianto

L'alimentazione all'impianto verrà effettuata tramite butano e/o gas naturale.

Il butano verrà fornito da ERG MED tramite tubazione fino al limite batteria dell'impianto.

Il gas naturale verrà fornito da SNAM tramite tubazione fino al confine di raffineria e da qui trasportato ai limiti batteria dell'impianto Idrogeno tramite una tubazione che verrà realizzata da ALIP (oggetto di altra pratica autorizzativa).

2.2.5. Utilities

Per il funzionamento dell'impianto sono necessarie le seguenti utilities:

- Acqua demineralizzata
- Acqua mare
- Acqua industriale

- Acqua antincendio
- Elettricità

Le predette utilities saranno fornite dalla Erg MED.

L'acqua necessaria per i consumi idrici dell'impianto verrà totalmente fornita dalle reti della Erg Raffinerie Mediterranee Raffineria Isab Impianti Nord.

I valori medi necessari sono di sotto riportati:

Acqua necessaria per il funzionamento dell'impianto in progetto. Valori medi.	m³/h
Acqua demineralizzata	35
Acqua di mare	190 (410*)
Acqua industriale	11 **

* Valore di picco durante start-up

** Solo per riempimento circuito chiuso e eventuale reintegro

L'acqua demi sarà fornita, ai limiti di batteria dell'impianto, dalla ERG MED e sarà utilizzata per la produzione di vapore.

L'acqua mare, proveniente dal circuito acqua mare della ERG MED, sarà utilizzata per raffreddare il circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento (acqua dolce) dell'impianto.

L'acqua industriale, fornita ai limiti di batteria dell'impianto dalla ERG MED, sarà utilizzata per effettuare il primo riempimento dell'impianto.

L'acqua idonea all'uso umano, sarà fornita sempre dalla ERG MED e sarà utilizzata per l'alimentazione della docce di emergenza che saranno dislocate in impianto.

Riguardo l'acqua necessaria per i servizi igienici AIR LIQUIDE utilizzerà i servizi, comprensivi degli spogliatoi, che la ERG MED metterà a disposizione dei dipendenti della stessa AIR LIQUIDE ITALIA PRODUZIONE. Tali servizi saranno dislocati in sala controllo e nei locali uffici ceduti in locazione dalla Erg Raffinerie Mediterranee nell'ambito del contratto di fornitura idrogeno stipulato tra le due società.

2.2.6. Sistemi Ausiliari.

A) STOCCAGGIO IDROGENO

Stoccaggio di idrogeno per start-up dell'impianto. Un serbatoio di idrogeno allo stato gassoso sarà collocato in prossimità del **PSA** e avrà una capacità geometrica di 100 m³ corrispondente a 400 kg di idrogeno gassoso.

La quantità di idrogeno stoccato garantirà due start-up successivi dell'impianto.

Il serbatoio sarà collegato all'impianto attraverso un sistema di tubazioni e valvole e sarà riempito e mantenuto tale, con idrogeno prodotto dallo stesso impianto **PSA**.

Nei casi di blocco dell'impianto (shut-down), per garantire le necessità dell'impianto (catalizzatori), verrà prelevato idrogeno dal citato serbatoio.

Al primo start-up, per il riempimento del serbatoio sarà necessario un carro bombolaio di H₂; le modalità di riempimento saranno previste nel manuale operativo dell'impianto.

B) STOCCAGGIO E DISTRIBUZIONE DI AZOTO LIQUIDO

Sarà realizzato uno stoccaggio di m³ 25 di azoto liquido. L'azoto sarà utilizzato durante le fasi di avviamento per il riscaldamento dell'impianto e sarà vaporizzato all'occorrenza.

Il riempimento del serbatoio avverrà attraverso autocisterne che caricheranno l'azoto liquido nel vicino stabilimento di produzione della AIR LIQUIDE sito in c.da Biggemi nel comune di Priolo, G.

Essendo lo stoccaggio di azoto previsto in un'area scoperta, a cielo libero, non è previsto un sistema fisso di analizzatori della concentrazione di ossigeno in atmosfera.

C) ARIA STRUMENTI

L'aria strumenti sarà prodotta da un compressore dedicato e sarà fornita ad una pressione di 8 bar e con un flusso di 600 Nm³/h.

D) TORCIA

In caso di emergenza, gli scarichi dell'impianto saranno alla rete torcia della Raffineria Isab Impianti Nord. L'uso della rete torcia della raffineria è stato concesso alla AIR LIQUIDE ITALIA PRODUZIONE S.r.l. a seguito del contratto di fornitura idrogeno stipulato tra le due società.

L'eventuale gas inviato in torcia conterrà principalmente H₂ e CO₂.

E) SALA CONTROLLO

Per la gestione dell'impianto il personale AIR LIQUIDE utilizzerà la sala controllo bunkerizzata della ERG Raffinerie Mediterranee Raffineria ISAB Impianti nord. All'interno della stessa sala controllo troveranno spazio anche gli uffici e i servizi igienici per personale AIR LIQUIDE.

In area impianto non vi sono ambienti o strutture nelle quali abitualmente è presente il personale operativo.

Il sistema di controllo e gestione dell'impianto sarà computerizzato.

F) SISTEMI DI ALLARME E BLOCCO

Struttura dei sistemi di blocco

I sistemi di blocco hanno la funzione di mantenere o ricondurre l'impianto in automatico in condizioni di sicurezza, allorché si manifestino o intervengano situazioni anomale rispetto al previsto assetto di marcia.

I sistemi di blocco interverranno automaticamente, anche in caso di mancata alimentazione elettrica .

Eventuali anomalie di processo saranno registrate e segnalate mediante un apposito sistema acustico e visivo di allarme in Sala Controllo. Analogamente verrà visualizzato in sala controllo lo stato di funzionamento dei macchinari di impianto.

Struttura dei sistemi di allarme

I sistemi di allarme saranno realizzati per permettere agli operatori una pronta rilevazione delle condizioni anomale dell'impianto/deposito, quali variazioni non attese di temperatura e pressione, e permettere quindi di agire per riportare le condizioni di esercizio nei limiti previsti.

I sistemi saranno del tipo visivo e sonoro.

Tutte le variazioni di variabili critiche del processo, legate alla sicurezza e all'affidabilità dell'impianto, saranno collegate a segnalazioni di allarme tramite sistema computerizzato. Ciò consente di visualizzare, su richiesta dell'operatore tramite tastiera, lo stato delle variabili delle singole sottosezioni.

2.3. CAPACITA' PRODUTTIVA DELL'IMPIANTO.

L'impianto è progettato per operare con carica di gas naturale e/o butano che costituiscono le materie prime.

L'impianto avrà una capacità produttiva di 27.000 Nm³/h di idrogeno e, in funzione dell'alimentazione, esporterà alla ERG MED:

- 13.234 kg/h di vapore (nella configurazione butano/butano);
- 13.925 kg/h di vapore (nella configurazione gas naturale/ gas naturale);
- 13.393 kg/h di vapore (nella configurazione gas naturale / gas naturale 35%+butano 65%).

Il butano liquido sarà fornito via tubo dalla ERG MED; il gas naturale, fornito dalla SNAM, sarà disponibile solo da fine 2007, pertanto nel primo anno di esercizio dell'impianto sarà utilizzato solo il butano liquido.

Il combustibile per il forno di reformer sarà l'off gas proveniente dall'Unità PSA, additivato con gas naturale o butano.

La composizione dell'Idrogeno sarà approssimativamente:

Componente	Composizione
H ₂	Min 99,9 % mol
CO+CO ₂	< 50 ppm
CO	< 10 ppm

Il vapore sarà esportato ad una pressione di 18 bar g ed una temperatura di 270 °C.

2.4 MATERIE PRIME ED AUSILIARIE

A) MATERIE PRIME: GAS NATURALE E/O BUTANO.

Il gas naturale e/o il butano possono essere utilizzati sia come combustibile sia come carica di impianto.

Caratteristiche del gas naturale e del butano che saranno utilizzati:

Combustibile e carica di impianto	Potere calorifico medio kcal/kg	Contenuto percentuale di zolfo %
Gas naturale	10.927	0
Butano	10.924	40 ppm wt

Il gas naturale sarà fornito via tubo dalla SNAM e sarà disponibile solo da fine 2007; il butano, sempre via tubo dalla ERG MED Impianti Nord verrà utilizzato dalla messa in marcia dell'impianto prevista per settembre 2006.

Considerando circa 8496 ore di funzionamento medi all'anno dell'impianto, che scaturiscono dai tempi di fermata per manutenzione, programmata e non, stimati in circa 264 ore/anno equivalenti a 11 giorni (8760 ore/anno – 264 ore/anno = 8496 ore/anno) i consumi totali previsti per ciascuna configurazione sono di seguito riportati.

Per il primo anno di esercizio dell'impianto, da settembre 2006 alla fine del 2007, si utilizzerà esclusivamente il butano fornito via tubo dalla ERG MED Impianti Nord:

N	Configurazione	Materia prima	Kg/h	Kg/anno
3	Butano / Butano	Butano (combustibile)	1.693	14.383.728
		Butano (carica impianto)	7.531	63.983.376
Totale Butano			9.224	78.367.104

Dalla fine del 2007, **si utilizzerà principalmente il gas naturale** fornito via tubo dalla SNAM.

Di seguito si riportano i consumi massimi previsti in funzione di una stima del tempo di funzionamento dell'impianto in ciascuna configurazione:

N	Configurazione	Materia prima	kg/h	kg/h	kg/anno (metano)	kg/anno (butano)	Note
1	Gas naturale / Gas naturale	Gas naturale (combustibile)	1.634	-	1.356.220	-	Configurazione che sarà utilizzata solo in caso di mancata erogazione di butano da parte della ERG. Ore/anno stimate: h = 830
		Gas naturale (carica imp.)	7.403	-	6.144.490	-	
2	Gas naturale / Gas naturale + Butano	Gas naturale (combustibile)	1.641	-	11.893.968	-	Configurazione che sarà normalmente utilizzata. Ore/anno stimate: h = 7248
		Gas naturale 35% + Butano 65 % (carica imp.)	2.591	4.895	18.779.568	35.478.960	
3	Butano / Butano	Butano (combustibile)	1693	-	-	707.674	Questa configurazione Questa configurazione sarà utilizzata solo come riserva in caso di mancata erogazione del gas naturale da parte della SNAM. Ore/anno stimate: h = 418
		Butano (carica imp.)	-	7.531	-	3.147.958	

In sintesi si prevedono dal secondo anno di esercizio dell'impianto, con la disponibilità del gas naturale fornito dalla SNAM, i seguenti consumi complessivi:

N	Configurazione	kg/anno (metano)	kg/anno (butano)	Note
1	Gas naturale / Gas naturale	7.500.710	-	Configurazione stimata per complessive 830 h/anno
2	Gas naturale / Gas naturale + Butano	30.673.536	35.478.960	Configurazione stimata per complessive 7248 h/anno
3	Butano / Butano	-	3.855.632	Configurazione stimata per complessive 418 h/anno

B) PRODOTTI PRESENTI E/O IMMAGAZZINATI

Sostanza	Massimo quantitativo in deposito	Consumo totale annuo kg/anno
Fosfato	1 deposito nell'installazione + bidoni in produzione	10
Ammina	1 deposito nell'installazione + bidoni in produzione	10
Dimetildisolsuro (DMDS)	1 bidone da 200 l nell'installazione + bidoni in produzione	300

Con il termine "bidone in produzione" si intende un contenitore collegato all'impianto.

Per "deposito nell'installazione" si intende un altro contenitore presente presso il sito, di riserva al "bidone in produzione".

Sostanza	deposito nell'installazione	quantitativo max (l)	bidoni in produzione(n)	quantitativo max (l)	Consumo totale annuo kg/anno
Fosfato	1	20	1	20	10
Ammina	1	20	1	20	10
(DMDS)	1	200	1	200	300

C) CATALIZZATORI PRESENTI, QUANTITA' E LORO VITA MEDIA.

Funzione e apparecchiature	Quantità (kg)	Vita media (anni)
Catalizzatore di idrogenazione dei composti organici dello zolfo, apparecchiatura	3.025	5
Catalizzatore assorbitore cloro.	1.080	2
Catalizzatore assorbitore zolfo, apparecchiatura	20.250	2
Catalizzatore reformer apparecchiatura	7.380	10
Catalizzatore pre-reformer apparecchiatura	7.425	3
Catalizzatore convertitore ad alta temperatura, apparecchiatura	15.400	5
Assorbitore PSA, apparecchiatura	17.960	10

Funzione e apparecchiature	Quantità (kg)	Vita media (anni)
Assorbitore PSA, apparecchiature	25.910	10
Assorbitore PSA, apparecchiature	61.780	10
Assorbitore PSA, apparecchiature	6.760	10

D) ELETTRICITA' FORNITA DALLA ERG MED

	Unità di misura	Valore
Voltaggio	kV	10
Potenza installata	MW	1,7
Potenza assorbita	MW	1,2

E) VAPORE FORNITO VIA TUBO DA ERG MED

Il vapore è usato nelle fasi di avviamento dell'impianto (start-up) per fare il preriscaldamento dei letti del desolfatore e idrogenatore del CO converter e dei vaporizzatori del butano.

Il vapore fornito da ERG MED avrà le seguenti caratteristiche:

	Unità di misura	Valore
Flusso	t/h	14
Pressione	bar g	14
Temperatura	°C	235

3.0. DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI EMISSIONI INQUINANTI GENERATE E DEI CONSUMI ENERGETICI

3.1. EMISSIONI SONORE.

Il nuovo impianto idrogeno sarà inserito all'interno dello stabilimento industriale della ERG MED Raffinerie Mediterranee Impianti Nord, che a sua volta fa parte della esistente realtà industriale. Le emissioni sonore da parte dello stabilimento ERG MED costituiscono ormai parte integrante di un livello di rumore di fondo ambientale in quanto sono continue nell'arco delle 24 ore.

L'area circostante lo stabilimento è industriale ed è pertanto caratterizzata da una forte componente stazionaria nel rumore di fondo indotta dalla rumorosità dei macchinari operanti nell'intorno. I livelli sonori ai limiti degli impianti nord della ERG MED, sono tutti inferiori ai limiti di 70 dB(A) previsti dal D.P.C.M. 1/3/91 per zone industriali sia per i limiti diurni sia notturni.

Tutte le apparecchiature del nuovo impianto di produzione idrogeno saranno progettate, selezionate e collaudate nel rispetto dell'attuale normativa vigente. In ogni caso, pur potendo affermare che quanto previsto dal progetto non produrrà un impatto rumoroso apprezzabile, l'AIR LIQUIDE si impegna a realizzare eventuali insonorizzazioni delle apparecchiature le cui caratteristiche dimensionali e qualitative saranno definite in funzione degli effettivi riscontri fonometrici da rilevare una volta realizzati e posti in esercizio gli impianti.

3.2. EMISSIONI IN ATMOSFERA

La principale emissione atmosferica, che sarà emessa dall'unica ciminiera dell'impianto (punto di emissione individuato con la sigla **G1**), sarà l'emissione prodotta dal reformer.

Le caratteristiche delle emissioni prodotte dal reformer, ed emesse dal camino **G1** sono variabili a seconda della configurazione di marcia dell'impianto.

Emissione gassosa alla ciminiera G1 prodotta del reformer nella configurazione 1: gas naturale / gas naturale (configurazione utilizzabile solo dalla fine del 2007):

- Portata: 60.630 Nm³/h Temperatura: 135 °C
- Composizione:
- Ossigeno: 891 Nmc/h
 - Azoto: 36.881 Nmc/h
 - CO₂: 11.657 Nmc/h
 - Elio e Argon: 454 Nmc/h
 - Acqua: 10.747 Nmc/h
 - Contenuto massimo di NO_x < 150 mg/Nmc
 - Contenuto massimo di CO < 100 mg/Nmc
 - Contenuto massimo di SO_x < 35 mg/Nmc
 - Polveri < 5 mg/Nmc

Emissione gassosa alla ciminiera G1 prodotta dal reformer 1H-211 nella configurazione 2: gas naturale / gas naturale 35% + butano 65 %. (che sarà la configurazione normalmente utilizzata dalla fine del 2007):

- Portata: 62.338 Nm³/h Temperatura: 137°C

Composizione:

- Ossigeno: 906 Nmc/h
- Azoto: 37.253 Nmc/h
- CO₂: 12.899 Nmc/h
- Elio e Argon: 453 Nmc/h
- Acqua: 10.827 Nmc/h
- Contenuto massimo di NO_x < 150 mg/Nmc
- Contenuto massimo di CO < 100 mg/Nmc
- Contenuto massimo di SO_x < 35 mg/Nmc
- Polveri < 5 mg/Nmc

Emissione gassosa alla ciminiera G1 prodotta dal reformer 1H-211 nella configurazione 3: butano / butano (che sarà utilizzata per tutto il primo anno -2006- di esercizio dell'impianto e costituirà la configurazione più gravosa dal punto di vista emissivo):

- Portata: 62.390 Nm³/h Temperatura: 138°C

Composizione:

- Ossigeno: 907 Nmc/h
- Azoto: 37.096 Nmc/h
- CO₂ : 13.925 Nmc/h
- Argon: 447 Nmc/h
- Acqua : 10.015 Nmc/h
- Contenuto massimo di NO_x < 150 mg/Nmc
- Contenuto massimo di CO < 100 mg/Nmc
- Contenuto massimo di SO_x < 35 mg/Nmc
- Polveri < 5 mg/Nmc

Altri punti di emissioni continui sono individuati con le sigle **G2** e **G3** ed emettono vapore acqueo le cui caratteristiche qualitative e quantitative non subiscono variazioni al variare della configurazione di marcia dell'impianto.

Punto di emissione G2

- Portata: 210 Kg/h equivalenti a 254 Nmc/h
- Temperatura: 110 °C

Composizione:

- 99% vapore acqueo + 1% CO₂.

Punto di emissione G3

- Portata: 150 Kg/h equivalenti a 251 Nmc/h
- Temperatura: 100 °C

Composizione:

- 100 % vapore acqueo.

Gli altri punti di emissione costituiscono sistemi di emergenza e sicurezza dell'impianto, o emissioni occasionali, stimate in poche ore anno e riferibili ad operazioni di manutenzione, le cui caratteristiche qualitative e quantitative non subiscono variazioni al variare della configurazione di marcia dell'impianto.

Relativamente alla composizione di queste emissioni, nella maggior parte dei casi si tratterà di vapore acqueo e/o idrogeno gassoso.

Infine, ricordiamo come in caso di emergenza, il gas presente nell'impianto, sarà inviato alla rete torcia già esistente della raffineria ERG Raffinerie Mediterranee Impianti Nord.

3.3. EFFLUENTI LIQUIDI

Il sistema fognario sarà così composto:

Scarico acqua di condensa.

Il quantitativo complessivo è stato stimato in circa **0,35 m³/h**, in condizioni di normale utilizzo, e in **8 m³/h** in avviamento dell'impianto.

Lo scarico sarà costituito dalle condense del vapore prodotto con acqua DEMI fornita dalla Raffineria ERG.

Di seguito si riportano le caratteristiche quantitative e qualitative dello scarico, previste in fase di progettazione, sia in avviamento sia nel normale utilizzo dell'impianto.

Avviamento impianto		Normale utilizzo	
Quantità	t/h: 8	Quantità	t/h: 0,35 - 2
Temperatura	°C: 31- 38	Temperatura	°C: 31-38
pH	4 - 7	pH	8,5
Contaminanti tipici		Contaminanti tipici	
CH ₄	ppm wt < 50	Ammine	ppm wt < 30
CO	ppm wt < 50	Fosfati (PO ₄ ³⁻)	ppm wt < 40
H ₂	ppm wt < 50	Metanolo	ppm wt < 10
CO ₂	Wt - % < 0,7	Fe	ppm wt < 3
CH ₃ OH	Wt - % < 0,1	Cu	ppm wt < 2
NH ₃	Wt - % < 0,1	Ammoniaca	ppm wt < 1
		Cl	ppm wt < 10

Il refluo sarà convogliato al Depuratore Consortile dell'I.A.S. Prima dell'immissione nel collettore del Depuratore Consortile sarà collocata la cabina attrezzata con misuratore di portata ed analizzatore. Una vasca di raccolta sarà in grado di garantire, all'impianto produttivo, un'autonomia di 48 ore in caso di fuori servizio del Depuratore Consortile.

Acqua mare.

Lo scarico sarà costituito dall'acqua mare utilizzata per il raffreddamento del sistema a circuito chiuso dell'impianto. L'acqua mare sarà fornita dal circuito acqua mare della Raffineria ERG.

La temperatura dell'acqua mare in ingresso allo scambiatore sarà di circa 30°C (nel periodo estivo) ed uscirà a circa 35 °C. La portata sarà tipicamente di 190 m³/h con picchi di 410 m³/h in avviamento degli impianti.

Ai limiti di batteria dell'impianto sarà collocato un pozzetto di ispezione acqua mare, prima del suo invio al Canale O e conseguentemente a mare.

Di seguito si riportano le caratteristiche quantitative e qualitative dello scarico, previste in fase di progettazione, sia in avviamento sia nel normale utilizzo dell'impianto.

	Unità di misura	Valore in m³
Quantità	t/h	190 (410)***
Temperatura	°C	35

*** Valore di picco in fase di avviamento degli impianti.

Scarico acqua piovana

Tutte le aree di impianto che potenzialmente e/o occasionalmente potrebbero presentare i basamenti delle apparecchiature imbrattati di sostanze oleose, saranno adeguatamente protette da idonee coperture atte ad evitare qualsiasi fenomeno di dilavamento in caso di piogge.

Per quanto sopra non si è resa necessaria la progettazione di un sistema di raccolta dedicato alle acque di prima pioggia.

Le acque piovane saranno, in quanto non contaminate, direttamente inviate al Canale O, in corso con ERG MED e Polimeri Europa, che le riverserà in mare. Anche la rete di raccolta acqua piovana sarà attrezzata di proprio pozzetto di ispezione.

3.4 RIFIUTI

L'esercizio dell'impianto comporterà la produzione di un certo quantitativo di rifiuti che sono stati stimati dalla società tenendo conto che per il primo anno non sono previste fermate impianto per manutenzione e che trattandosi di un impianto di nuova installazione i lavori di manutenzione dovrebbero essere comunque limitati.

Tutti i rifiuti che saranno prodotti, verranno separati per tipologia e temporaneamente stoccati in maniera differenziata all'interno del deposito temporaneo rifiuti.

Lo smaltimento successivo avverrà secondo i tempi e i modi previsti dalle vigenti disposizioni di legge.

Codice C.E.R.	Descrizione	Tipologia	Quantità m³
17.06.03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose.	Coibentazione	10
15.02.02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose.	Filtri olio esausti + pulizia impianto	10
15.01.10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze.	Imballaggi in legno	5
13.02.05*	Scarti di olio minerale per motori ingranaggi e lubrificanti.	Oli esausti	2
07.01.10*	Altri residui di filtrazione e assorbenti esauriti	Residui carboniosi da pulizia filtri	0,2
08.04.09*	Adesivi e sigillanti di scarto contenenti solventi organici o altre sostanze pericolose.	Guarnizioni contaminate da sostanze pericolose	1
07.01.08*	Altri fondi residui di reazione	Residuo catramoso da pulizia tubazione e apparecchiature	2
15.01.01	Imballaggi in plastica	Imballaggi in plastica	2
17.02.04*	Vetro, plastica e legno contenente sostanze pericolose	Materiale plastico contaminato da sostanze pericolose	4
(17.04.05)	Ferro e acciaio	Materiali metallici bonificati	15
17.04.09*	Rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Materiali metallici contaminati da sostanze pericolose	2
16.10.01*	Soluzioni acquose di lavaggio contenenti sostanze pericolose	Soluzione di lavaggio da pulizia apparecchiature	10
07.01.10*	Altri residui di filtrazione e assorbenti esauriti	Cartucce esauste per filtraggio idrocarburi	1
17.04.11	Cavi diversi da quelli alla voce 17.04.10	Cavi elettrici rame	3
08.03.18	Toner e cartucce esauste		1
20.01.21	Corpi illuminanti al neon		2
16.06.01	Batterie al piombo		
16.02.14	Apparecchiature fuori uso	Schede elettroniche, componenti elettrici ed elettronici ecc..	2

3.5. CONSUMI ELETTRICI

Di seguito si riportano i consumi energetici totali dell'impianto, dettagliati nelle singole fasi.

Fase o gruppi di fasi	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo elettrico specifico (kWh/unità(t/h))
<u>Vaporizzazione e preriscaldamento</u> : compressore gas naturale	0,3	Gas naturale	111,11
<u>Vaporizzazione e preriscaldamento</u> : pompa butano	0,071	Butano	26,30
<u>Produzione vapore/deareazione</u> : pompa acqua demi	0,17	Acqua demi	62,97
<u>Produzione vapore/deareazione</u> : compressore azoto	0,14	Azoto	51,85
<u>Produzione vapore/deareazione</u> : pompe condensati di processo	0,031	Condensati di processo	11,48
Reforming: soffiante aria	0,2	Aria	74,07
Reforming: ventilatore fumi	0,25	Fumi	92,59
Reforming: compressore riciclo idrogeno	0,021	Idrogeno	7,78
TOTALE	1,183	-	438,15

4.0. PREVENZIONE E RIDUZIONE DELL'INQUINAMENTO.

Come già ricordato in premessa, l'impianto di produzione Idrogeno è in corso di realizzazione all'interno stesso delle Raffineria ERG MED che beneficerà dell'idrogeno prodotto per la desolforazione dei gasoli.

L'inizio dell'attività produttiva è prevista dal mese di settembre 2006.

L'impianto parteciperà quindi concretamente al miglioramento complessivo delle emissioni provenienti dal consumo dei nuovi gasoli per autotrazione a basso tenore di zolfo con riferimento ai nuovi standard dettati dalle Direttive Comunitarie 98/70/CE e la 99/32/CE.

La collocazione dell'impianto presso la Raffineria cliente, costituisce di per sé una riduzione dei possibili impatti legati al trasporto dell'idrogeno su strada, per ferrovia o via mare, oltre a garantire le materie prime (gas naturale e/o butano) e tutte le necessarie utilities direttamente sul posto, riducendo al minimo anche questo tipo di impatto.

Sia le materie prime dell'impianto, il gas naturale e il butano, sia il prodotto finale, idrogeno gassoso, raggiungono e partono dalla stabilimento via tubo.

L'impianto è stato progettato tenendo conto di tutte le migliori tecnologie presenti, delle LG nazionali applicabili "*Linee Guida per l'Identificazione delle Migliori Tecnologie Disponibili. Categoria IPPC 1.2: raffinerie di petrolio e di gas*" e delle BRef di settore ed orizzontali applicabili.

La società ha in corso di elaborazione un proprio Sistema di Gestione Ambientale, con riferimento alle norma internazionale UNI EN ISO 14.001, che sarà implementato con l'inizio della produzione dell'impianto (settembre 2006) e successivamente sottoposto a certificazione.

ALLEGATI

Allegato 1.2.1.

Corografia in scala 1:25.000.

Allegato 1.2.3.a

Planimetria generale dell'impianto.

Allegato 1.2.3.b.

Sezioni dell'impianto.

Allegato 2.2.3.

Schemi a blocchi semplificati dell'impianto
nelle sue possibili tre configurazioni.