



STABILIMENTO DI FALCONARA MARITTIMA (AN)

PROGETTO DI MODIFICA DELL'IMPIANTO IGCC

Modifica del ciclo combinato CCPP a Gas Naturale

PROGETTO PRELIMINARE

Allegato 24 – Descrizione dell'attuale assetto del ciclo produttivo (Impianto IGCC)

Luglio 2012

Id. All.24-Assetto_attuale_IGCC

Introduzione

L'attuale sistema IGCC ha il compito di utilizzare gli idrocarburi pesanti provenienti dal processo di raffinazione, per la produzione di energia elettrica, che viene ceduta alla rete di Trasmissione Nazionale, e vapore ai livelli di pressione richiesti dalle Unità di processo della Raffineria stessa.

L'impianto si basa sul processo di gassificazione degli idrocarburi pesanti mediante reazione sub stechiometrica con ossigeno per formare un gas di sintesi ricco di idrogeno e di ossido di carbonio. Tale gas dopo essere stato completamente desolfurato e depurato in una Unità di lavaggio viene inviato in alimentazione ad una turbina a gas per produrre energia elettrica.

I fumi di scarico della turbina vengono utilizzati in una caldaia a recupero di calore (HRSG) per produrre vapore per la Raffineria e per la Turbina a Vapore operante in ciclo combinato.

Nel presente allegato viene riportata la descrizione di tutte le Unità costituenti l'Impianto e la descrizione dell'attuale ciclo produttivo.

Sezione di gassificazione (SMPP)

All'interno dell'attuale Sezione di gassificazione (SMPP) gli Idrocarburi pesanti provenienti dal ciclo di lavorazione della Raffineria vengono sfruttati per la produzione del Syngas attraverso la gassificazione e la successiva purificazione del gas prodotto.

In particolare questa Sezione comprende tutti gli elementi necessari allo stoccaggio e trasporto della carica in entrata al gassificatore, dal gassificatore stesso e dai trattamenti secondari che subisce il Syngas per essere purificato e raffreddato. Sono inoltre presenti dei componenti per la rimozione dei residui di lavorazione e per la depurazione dell'acqua di trattamento.

Nel dettaglio la Sezione di gassificazione dell'impianto IGCC è costituita dai seguenti componenti:

Unità	SEZIONE DI GASSIFICAZIONE (SMPP)
7450	Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC)
8000	Gasification quench/scrubbing (Gassificazione carica e lavaggio gas).
8100	Carbon extraction/soot water(Recupero residui carboniosi e strippaggio naphtha)
8200	Gas cooling/COS hydrolysis/Syngas expander (Raffreddamento Syngas ed idrolisi COS)
8300	H2S absorption/solventre generation(Assorbimento Idrogeno Solforato)
8400	Sulphur Recovery/Claus plant (Recupero zolfo)
8500	Tail gas treatment /Thermal Oxidiser (Trattamento gas di coda, Ossidatore termico)
8600	Grey water treatment/Ammonia stripper(Depurazione acqua grigia)
8900	Air Separation Unit (Frazionamento aria)
7800	SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP)

Tabella 1 – Unità della Sezione SMPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità componenti la Sezione SMPP.

Unità 7450 – Storage (Serbatoi stoccaggio carica IGCC)

Unità in cui la carica all'Unità IGCC (fresh oil), viene stoccata in due serbatoi dedicati (TK-38 e TK-39) per essere poi inviata alla successiva Unità di gassificazione (8000).

Unità 8000 – Gasification quench/scrubbing (Gassificazione carica e lavaggio gas)

Unità all'interno della quale avviene il processo di gassificazione così suddivisibile:

- sistema di carica attraverso il quale la carica viene inviata verso una serie di scambiatori, dagli scambiatori passa al drum di carica D-8001 e quindi aspirazione alle pompe di carica dei gassificatori, parte viene invece inviata al D-8002 e di qui all'Unità 8100 (carbon extraction). Successivamente la carica contenente carboncino e ceneri (soot oil) ritorna dall'Unità 8100 e si miscela con il fresh oil, a monte degli scambiatori;

- gassificazione della carica e quench del Syngas (2 Unità): la carica, premiscelata con vapore proveniente dalla Sezione di cogenerazione, e l'ossigeno, proveniente dall'Unità di frazionamento aria (8900), sono inviati ad un bruciatore installato in testa al gassificatore. I gas uscenti dalla zona di reazione, composti principalmente da CO, H₂, CO₂, H₂O, H₂S e minime quantità di COS e CH₄, sono convogliati nella zona di quench dove si raffreddano a contatto con acqua. L'acqua uscente dal gassificatore è inviata all'Unità 8100 per la rimozione del coke non reagito e delle ceneri (soot);
- lavaggio (scrubbing) del Syngas (2 Unità). Il sistema di scrubbing ha lo scopo di completare la rimozione dei residui carboniosi (soot) dal Syngas. Il gas in uscita dal gassificatore è mescolato con acqua in un mixer allo scopo di bagnare le particelle presenti in modo da favorirne la separazione nella colonna di scrubber T-8001/1-2. Il gas, privo di particolato, è poi inviato all'Unità 8200 al fine di raffreddarlo e condensare l'acqua presente nella corrente gassosa;

Unità 8100 – Carbon extraction/soot water(Recupero residui carboniosi e strippaggio naphtha)
 Unità all'interno della quale avviene il processo di recupero dei residui carboniosi e di strippaggio della naphtha.

In particolare un decanter trasferisce ad una corrente di naphtha la soot (cenere e coke non reagito) presente nell'acqua di raffreddamento uscente dai gassificatori, processo completato attraverso il riscaldamento della naphtha miscelata con parte della carica ed il successivo strippaggio della naphtha.

Unità 8200 – Gas cooling/COS hydrolysis/Syngas expander (Raffreddamento Syngas ed idrolisi COS)

Il processo di raffreddamento del Syngas, che avviene all'interno di questa Unità, è suddivisibile in tre distinti sistemi:

- Syngas cooling – treno 1° e idrolisi del COS. Questo sistema ha lo scopo di raffreddare il Syngas proveniente dallo scrubber T-8001/1-2. In successione avviene la rimozione del COS presente nel gas mediante una reazione catalitica di idrolisi;
- Syngas cooling – treno 2°. Il sistema ha lo scopo di raffreddare il Syngas uscente dal reattore di rimozione COS e condensare l'acqua ancora presente nel gas;
- Syngas expander, in cui il Syngas proveniente dall'Unità 8300 (assorbimento idrogeno solforato) viene riscaldato e quindi inviato all'expander GI-8201, dove il gas è espanso passando da una pressione di 51 bar(a) fino a 36 bar(a) generando una potenza elettrica di circa 1600 kW (che viene immessa direttamente nella rete interna). Il gas è quindi miscelato con azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed inviato alla turbina a gas.

Unità 8300 – H₂S absorption/solventre generation (Assorbimento Idrogeno Solforato)

Unità necessaria all'eliminazione dell'H₂S dal Syngas tramite il processo di assorbimento con selexol (che viene successivamente rigenerato). Il processo è di tipo fisico e si basa sulla solubilità dell'H₂S nella soluzione di selexol ed è condotto a pressioni elevate (circa 52 bara) e basse temperature (circa 40°C).

Unità 8400 – Sulphur Recovery/Claus plant (Recupero zolfo)

L'Unità di recupero zolfo è costituita da due sezioni identiche ed è basato sul processo Claus a doppio stadio di conversione, il quale prevede la combustione con ossigeno dell'H₂S ad alta temperatura in un forno e quindi due stadi di conversione catalitica in un reattore.

Unità 8500 – Tail gas treatment /Thermal Oxidiser (Trattamento gas di coda, Ossidatore termico)

Lo scopo dell'Unità 8500 è quello di trasformare i composti dello Zolfo (ed eventuali tracce di Zolfo liquido e/o vapori di Zolfo presenti nel gas di coda) non convertiti nell'Unità 8400, in H₂S successivamente ricircolato alla stessa Unità 8400. In carica all'Unità arriva anche il gas acido proveniente dalla Unità 8100 (Sezione di strippaggio naphtha).

Unità 8600 – Grey water treatment/Ammonia stripper(Depurazione acqua grigia)

Unità necessaria al recupero dei metalli pesanti (derivanti dalla carica) nell'acqua di spurgo del separatore D-8102 (Unità 8100 di recupero residui carboniosi) prima che questa sia inviata all'impianto di trattamento di acque reflue della Raffineria. Il processo di trattamento acqua è di tipo chimico-fisico (licenza Texaco) per la distruzione dei cianuri e la rimozione e recupero di metalli pesanti, seguito da uno stripping delle acque acide per la rimozione dei solfuri, ammoniacca e anidride carbonica. In particolare il fango raccolto sul fondo di un sedimentatore è inviato ad una coppia di filtri pressa dove viene disidratato. Il fango risultante, denominato "filter cake", è conferito all'esterno a società specializzate per il recupero dei metalli presenti (Nichel e Vanadio).

Unità 8900 – Air Separation Unit (Frazionamento aria)

L'Unità 8900 produce, mediante processo di frazionamento criogenico dell'aria, azoto e ossigeno alle condizioni (di purezza e pressione) richieste dagli utilizzatori. L'Unità provvede anche alla produzione di aria strumenti, aria servizi e acqua refrigerata utilizzate nell'ambito dell'IGCC.

Unità 7800 – SMPP Steam and Condensate (Rete vapore, Recupero condense, Blow down SMPP)

Unità costituita dal sistema di distribuzione del vapore per uso interno e dalla rete di recupero delle condense e dei blow down provenienti dagli impianti SMPP.

L'acqua di condensa viene nuovamente trattata all'impianto di demineralizzazione mentre l'acqua di blow down si unisce a quella proveniente dalla Sezione di cogenerazione nella vasca di drenaggio del Clean Drains System (9500 – sistema di raccolta acque oleose o pulite) per essere poi inviata alle torri di raffreddamento della Raffineria.

Sezione di cogenerazione (CCPP)

La Sezione di cogenerazione è la porzione dell'impianto in cui il Syngas viene sfruttato all'interno di una turbina a gas per la produzione di energia elettrica e vapore.

I fumi prodotti dalla combustione vengono sfruttati per la produzione di vapore utilizzato direttamente nei processi di raffinazione e parzialmente espanso nella turbina a vapore per la produzione di energia elettrica. Fanno parte di questa anche le Unità accessorie la turbina come il sistema di trattamento fumi, la caldaia ausiliaria e la turbina a vapore all'interno della quale si recupera energia dall'espansione del vapore generato.

La Sezione di cogenerazione è costituita dai seguenti componenti:

Unità	SEZIONE COGENERAZIONE (CCPP)
9000	Gas Turbine (Turbina a Gas)
9100	Feedwater Tank-Deaerator (Degasatore), Heat Recovery Steam Generator (Caldaia a Recupero), DeNOx system (Sistema catalitico di abbattimento NO _x), Auxiliary Boiler (Caldaia Ausiliaria)
9200	Steam Turbine (Turbina a Vapore), Water & SteamCycle (Circuiti acqua e vapore)

Tabella 2 – Unità della Sezione CCPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità componenti la Sezione CCPP con i processi realizzati all'interno di ciascuna.

Unità 9000 – Turbina a gas

L'Unità è costituita dalla turbina a gas modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom, e dai relativi sistemi ausiliari.

La turbina a gas (GT – Gas Turbine) è dotata di bruciatori a premiscelazione a basso livello di emissione di NO_x e nelle Normali Condizioni Operative (NOC) è in grado di produrre una potenza elettrica pari a 188,6 MW, processando circa 130 t/h di Syngas diluito con altre 127 t/h di azoto.

Il Syngas uscente dall'expander è diluito con l'azoto ad alta pressione proveniente dall'Unità 8900 di frazionamento aria ed è quindi inviato alla GT. La portata dell'azoto è controllata tramite un controllore di rapporto azoto/Syngas in modo tale che il potere calorifico della miscela di gas sia pari a 7 MJ/kg.

Nei bruciatori della GT il Syngas viene poi miscelato con l'aria comburente compressa fino alla pressione necessaria, proveniente dal gruppo di filtraggio a 4 stadi di filtrazione (demister, coalescenti, prefiltri a tasche, pannelli ad alta efficienza).

I gas di combustione si espandono nella turbina e quindi sono inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per la produzione di vapore a tre differenti livelli di pressione (alta, media e bassa).

Nel caso in cui la turbina non sia in grado di bruciare l'intera produzione di Syngas pur avendo raggiunto le condizioni di massimo carico (Base Load), l'eccedenza di gas è inviata ad un bruciatore (post-combustore) posto in ingresso alla caldaia a recupero, per la produzione di ulteriore vapore a contenuto energetico maggiore.

L'energia elettrica prodotta nell'Unità 9000 dal generatore accoppiato alla turbina viene elevata da 15,75kV a 132kV dal trasformatore di Step-up ed è quindi inviata alla sottostazione ENEL di consegna.

L'Unità è costituita essenzialmente dai seguenti componenti:

- compressore dell'aria comburente di tipo assiale a 22 stadi, con un rapporto di compressione pari a circa 15. La palettatura di ingresso ha inclinazione variabile (VIGV) per mantenere una elevata efficienza anche a carichi ridotti. È questo il compressore che comprime l'aria comburente alla pressione richiesta alla turbina ed è calettato sul suo stesso asse;
- camera di combustione: posizionata tra il compressore e la turbina, è di forma anulare ed è costituita da una zona primaria, dove avviene la combustione vera e propria, ed una zona secondaria, dove i gas di combustione vengono inviati alla turbina. Nella zona primaria sono installati 72 bruciatori a bassa emissione (di tipo EV - Environmental Burners) progettati per bruciare sia Syngas (combustibile base) che gasolio (combustibile di riserva), attualmente utilizzato principalmente per l'avviamento della turbina;
- turbina: i gas caldi sono inviati alla turbina a 5 stadi. La palettatura di questa è a contatto con i gas caldi uscenti dalla camera di combustione, e viene quindi raffreddata con aria prelevata direttamente dal compressore. I gas espansi sono poi inviati alla Caldaia a Recupero (Unità 9100) per recuperarne il calore residuo e produrre vapore;
- rotore: su cui sono montate sia la palettature del compressore che quella della turbina, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del compressore e all'uscita del condotto dei gas espansi. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del compressore. Il rotore è protetto dalle alte temperature tramite un rivestimento con piastre di protezione termica raffreddate ad aria e libere di espandersi in modo da evitare stress termici;
- generatore elettrico Alstom da 221,9 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di sistemi combinati di avviamento e di eccitazione Startex. Il Convertitore Statico di Frequenza (SFC) permette inoltre

l'utilizzo del generatore come motore per consentire l'avviamento della GT. Il raffreddamento del generatore è condotto tramite un sistema chiuso aria-acqua;

- eccitatore posizionato sul lato opposto dell'accoppiamento dell'albero.

Il controllo dei parametri di funzionamento di tutti i componenti è realizzato tramite un sistema dedicato EGATROL interfacciato con il sistema DCS (Distributed Control System) dell'IGCC.

Unità 9100 – Caldaia a recupero, degasatore, sistema catalitico per abbattimento NO_x e caldaia ausiliaria

L'Unità 9100 è costituita principalmente dalla Caldaia a Recupero (HRSG – Heat Recovery Steam Generator) e dalla Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator). L'Unità ha lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze dell'IGCC e della Raffineria, recuperando il calore dai gas di combustione della turbina a gas. Il vapore in eccesso viene sfruttato per generare energia elettrica nella turbina a vapore.

La caldaia è di tipo orizzontale a circolazione naturale. La produzione di vapore, è condotta recuperando il calore residuo dai gas di combustione uscenti dalla turbina a gas. Nel caso in cui la GT abbia raggiunto il suo carico massimo in determinate condizioni ambientali e non sia in grado di bruciare l'intera produzione di Syngas, l'eccedenza di questo può essere inviata ad un bruciatore supplementare (Post combustore o Post Firing) collocato in ingresso alla caldaia a recupero, al fine di produrre una maggiore quantità di vapore a più alto contenuto energetico.

All'interno della Caldaia di recupero è presente un sistema catalitico (DeNO_x) per una ulteriore riduzione degli ossidi di azoto nei fumi evacuati al camino. Tale sistema prevede l'iniezione di una soluzione ammoniacale (NH₄OH) mediante un'apposita griglia posizionata in una Sezione opportuna della caldaia.

All'interno dell'Unità è inoltre presente una caldaia ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator) che ha lo scopo di produrre il vapore necessario ad alimentare la Raffineria e le utenze più critiche dell'IGCC in caso di fuori servizio della Caldaia a Recupero HRSG.

La caldaia è del tipo a circolazione naturale per la produzione di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara – 480°C). L'acqua di alimentazione proviene dallo stesso sistema (degassatore) della Caldaia a Recupero tramite 3 pompe dedicate (al 50% della potenzialità della caldaia).

La caldaia è dotata di 4 bruciatori. Il combustibile di normale alimentazione è il gas di Raffineria (Fuel Gas); viene alimentata a Gas Naturale nei periodi di fermata della Raffineria ed è anche possibile utilizzare olio combustibile (Fuel Oil) come combustibile di backup. La caldaia è inoltre provvista di due ventilatori per aria comburente (ciascuno al 100% della capacità).

La caldaia è continuamente tenuta in esercizio, a basso carico (circa al 25% della potenza termica installata), per poter avere rapidamente la piena disponibilità e ridurre i tempi necessari a raggiungere il massimo carico necessario in caso di fuori servizio dell'HRSG.

Nelle normali condizioni operative il vapore prodotto viene inviato alle utenze di Raffineria.

Unità 9200 – Turbina a vapore, water & steam cycle

L'Unità è costituita dalla Turbina a Vapore (ST – Steam Turbine) e dall'insieme dei circuiti per la distribuzione dell'acqua di alimento alle caldaie ed ai sistemi di attemperamento, e del vapore alle utenze dell'IGCC e della Raffineria.

La turbina a vapore è del tipo tandem a condensazione, con un unico rotore e due sezioni:

- HP: alta pressione;
- LP: bassa pressione a doppio flusso.

La Sezione di alta pressione della turbina è dotata di tre immissioni di vapore ed una estrazione: nella prima e nella seconda immissione entra il vapore di alta pressione (circa 100 bar) proveniente dalla HRSG. Nella terza immissione è addizionato il vapore

di media pressione (circa 17 bar) proveniente dall'HRSG. A valle di questa il vapore viene estratto ad una pressione di 10 bar per essere immesso nella rete vapore MS.

All'uscita della Sezione di alta pressione il vapore è addizionato con il vapore LP prodotto dall'HRSG ed è inviato alla Sezione di bassa pressione tramite la quarta immissione di vapore. Nella Sezione di bassa pressione sono presenti altre due estrazioni, che forniscono vapore per il preriscaldamento del condensato nello scambiatore E-9210 e per il degasatore TK-9110. il vapore uscente dalla palettatura di bassa pressione è infine inviato al condensatore raffreddato con acqua di mare e rimesso in circolo.

Il rotore della turbina, su cui sono montate le palettature di alta e bassa pressione, è sostenuto da due cuscinetti portanti posizionati rispettivamente all'ingresso del vapore HP ed all'uscita del vapore LP. La posizione assiale dell'intero rotore è fissata tramite un cuscinetto di spinta posizionato all'ingresso del vapore HP.

Il generatore elettrico Alstom da 117,3 MVA è accoppiato alla turbina tramite un albero di rinvio. Il generatore è di tipo sincrono a due poli e tre fasi, è raffreddato ad aria ed è dotato di Unità di eccitazione.

Il vapore che viene inviato alla Raffineria è fornito a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HS (42 bar – 420°C);
- Media pressione MS (9,5 bar – 270°C);
- Bassa pressione LS (4 bar – 165°C).

Il vapore HS, laminato e desurriscaldato a partire dal vapore prodotto a 100 bar, è fornito dalla Caldaia Ausiliaria o dalla HRSG (se la Caldaia Ausiliaria è fuori servizio). Parte del vapore HS è inviato anche alla Sezione Gassificazione nell'Unità 8400 di recupero zolfo.

Il vapore MS proviene normalmente da una estrazione della turbina a vapore. In caso di necessità è integrato da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi. Parte del vapore MS è inoltre utilizzato alla Sezione Gassificazione nella colonna di strippaggio della naphtha (T-8101).

Il vapore LS proviene direttamente dall'HRSG ed è integrato, se necessario, da vapore HS laminato dalla rete a 42 bar e desurriscaldato con iniezione di acqua demi.

In caso di fuori servizio della Sezione Cogenerazione, il vapore HS, MS e LS è prodotto interamente dalla Caldaia Ausiliaria (Unità 9100), per laminazione del vapore prodotto a 100 bar direttamente sulla rete a 42 bar e da questo sulle reti a 9,5 bar e 4 bar.

I drenaggi esterni del ciclo acqua/vapore della turbina sono raccolti in un collettore dedicato ed inviati al separatore atmosferico GI-9210. La miscela condensato/vapore espande e si separa. Il vapore è scaricato direttamente in atmosfera, il condensato è trasferito, tramite pompe, alla vasca di drenaggio del CleanDrains System (9500 – Sistema di raccolta acque oleose o pulite).

I drenaggi interni alla ST sono inviati alla camera di flash del condensatore e quindi rimessi in circolo nell'acqua di alimento caldaie.

Servizi ausiliari dell’Impianto IGCC

L’impianto IGCC presenta le seguenti Unità di servizio ausiliare necessarie al trattamento, alla depurazione e alla demineralizzazione delle acque di processo:

Unità	SERVIZI AUSILIARI
8700	Condensate Treatment (Trattamento condense di recupero, Additivazione acqua di alimento caldaie), Electrochlorination (Sistema di clorazione acqua mare)
8800	Demi water (Produzione acqua demineralizzata e stoccaggio)
9300	Sea Water Intake and Cooling System (Sistema acqua mare e raffreddamento)

Tabella 3 – Unità ausiliari alla CCPP

Si riporta di seguito il dettaglio delle Unità costituenti i servizi ausiliari, con la descrizione dei processi realizzati all’interno di ciascuna.

Unità 8700 – Trattamento condense di recupero, additivazione acqua alimento caldaie e clorazione acqua di mare

La Sezione trattamento condense è posizionata in area Raffineria esternamente all’area IGCC. Essa provvede ad eliminare eventuali sostanze inquinanti presenti nell’acqua di condensa proveniente dai riscaldatori a vapore della Sezione di Gassificazione prima di inviare il condensato all’Unità 8800 (Produzione acqua demineralizzata). Il trattamento viene effettuato mediante filtrazione su carboni attivi del tipo a pressione.

I filtri a carbone sono due da 20 m³ di capacità utile, funzionanti normalmente in serie, e sono dotati di sistema di controlavaggio con acqua servizi per la pulizia del carbone. I reflui del controlavaggio sono inviati al sistema fognario della Raffineria o, in alternativa, alla vasca di neutralizzazione insieme ai reflui dell’impianto demi.

Nella Sezione di additivazione dell’acqua di alimentazione caldaie si provvede alla produzione delle soluzioni dei vari additivi chimici da miscelare all’acqua inviata alle caldaie.

La caldaia HRSG, la caldaia ausiliaria e gli stream principali del ciclo acqua/vapore sono provvisti di un sistema di campionamento e di analizzatori in linea per la verifica della qualità dell'acqua e del vapore. Le principali caratteristiche dell'acqua e del vapore sono mantenute costanti mediante opportuno dosaggio di additivi.

La Sezione di clorazione acqua mare provvede alla produzione di una soluzione di Ipoclorito di Sodio ad una concentrazione non superiore a 0,2 mg/l¹ restituita al corpo ricettore ricevente. L'Ipoclorito è ottenuto mediante elettrolisi dell'acqua di mare; l'elettrolizzatore è composto da quattro moduli costituiti a loro volta da piastre anodiche alternate a piastre catodiche, alimentate a corrente continua.

Unità 8800 – Produzione acqua demineralizzata

Questa Unità produce acqua demineralizzata utilizzata sia all'interno dell'IGCC che della Raffineria.

L'Unità è costituita da tre linee gemelle aventi ciascuna capacità di produzione netta pari a 130 m³/h, di cui normalmente due sono in produzione e la terza è in riserva o in rigenerazione. Per i picchi di richiesta di acqua demi è possibile la marcia con tre linee contemporaneamente.

Attualmente, oltre che dall'Unità 8700 (Sezione trattamento condensato), l'Unità 8800 è alimentata anche con acqua proveniente dalla sezione osmosi dell'impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) della Raffineria api².

Per garantire la qualità dell'acqua richiesta dell'IGCC (conducibilità <0,2 µS/cm), ciascuna linea di produzione dispone di un letto di resine cationiche, un letto di resine anioniche ed un letto misto.

L'acqua di alimentazione attraversa il letto di resine cationiche, dove avviene la rimozione degli ioni Calcio, Magnesio e Sodio, ed è quindi inviata alla Torre di decarbonatazione, comune alle tre Unità, per lo strippaggio della CO₂ gassosa. Dal

¹ Limite da ridurre a 0,15 mg/l entro l'11/07/2013 (Accordo tra Regione Marche e Gruppo api Reg.Int,N. 15.807)

² L'impianto TAF effettua il trattamento delle acque di falda emunte dai pozzi della barriera idraulica finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza del sito (D.M.471/99 e successive modifiche)

Decarbonatore l'acqua è inviata tramite pompe al letto di resine anioniche, dove avviene la rimozione dei radicali degli acidi (Cloruri, Solfati e Nitrati) e della Silice. L'acqua uscente dal letto anionico è inviata al letto misto per eliminare le ultime tracce di sali e Silice.

L'acqua demineralizzata uscente dal letto misto è inviata allo stoccaggio comune del complesso IGCC/Raffineria, e da qui è poi inviata agli utilizzatori dell'IGCC (mediante tre pompe in parallelo) ed a quelli della Raffineria (tramite altre due pompe in parallelo).

La rigenerazione delle resine è condotta con Acido Cloridrico (per le resine cationiche) e con Soda Caustica (per le resine anioniche). Il sistema di rigenerazione è comune per le tre linee ed è del tipo "in controcorrente"; la rigenerazione può essere condotta sia in modo automatico che manuale.

La rigenerazione dei letti misti è condotta in modo analogo ai letti cationici ed anionici prevedendo però anche un insufflaggio con aria per favorire la stratificazione delle resine.

Unità 9300 – Sistema acqua mare

L'Unità 9300 ha lo scopo di raffreddare, mediante acqua di mare, le seguenti utenze:

- condensatore della Turbina a Vapore (Unità 9100);
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Cogenerazione, costituito da due refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della CCPP;
- acqua del sistema di raffreddamento a circuito chiuso della Sezione di Gassificazione, costituito da quattro refrigeranti ad acqua di mare che raffreddano l'acqua demi inviata, in circuito chiuso, ai refrigeranti di varie utenze della SMPP;
- diverse utenze dell'Unità di Frazionamento aria (8900), tra cui il raffreddamento dell'aria tra i vari stadi del compressore principale.

In nessuna delle utenze sopra citate, l'acqua di mare entra in contatto diretto con sostanze inquinanti o può essere inquinata a seguito di eventuali disservizi.

Il sistema ha una capacità di design di 36.000 m³/h. L'acqua di mare è prelevata a circa 1000 m dalla costa tramite due tubazioni e raccolta in un sistema di vasche e canali di filtrazione; all'imbocco di ciascuna tubazione è installato un filtro a maglia per trattenere i corpi grossolani.