



Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E. prot DVA - 2013 - 0028119 del 03/12/2013

## raffineria di gela

Sede legale in Gela,  
Contrada Piana del Signore  
93012 GELA (CL)  
Tel. Centralino +39 0933 841111  
Fax +39 0933 845402  
Casella Postale 35

Prot. RAGE/AD/DIGE/1042T  
Gela, 02 / 12 / 2013

Spett.le Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
Divisione IV - Rischio rilevante e autorizzazione integrata ambientale  
Via Cristoforo Colombo, 44  
00147 ROMA  
[aia@PEC.minambiente.it](mailto:aia@PEC.minambiente.it)

e, p.c. Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale  
Via Vitaliano Brancati, 48  
00144 ROMA  
[protocollo.ispra@ispra.legalmail.it](mailto:protocollo.ispra@ispra.legalmail.it)

" ARPA Sicilia - Sede Provinciale di Caltanissetta  
Viale della Regione, 64  
93100 Caltanissetta  
[arpacaltanissetta@pec.arpa.sicilia.it](mailto:arpacaltanissetta@pec.arpa.sicilia.it)



**Oggetto:** Decreto MATTM prot. DEC - MIN 0000236 del 21 dicembre 2012 - Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto della società Raffineria di Gela S.p.A., ubicato nel comune di Gela.  
Rif. paragrafo 8.2.2 prescrizione n° 8 del PIC ed art. 1, comma 4 del Decreto AIA.

Con riferimento a quanto in oggetto, inviamo, in allegato alla presente, lo studio richiesto alla su richiamata prescrizione e finalizzato alla fattibilità/opportunità dell'adozione delle MTD eventualmente non ancora applicate all'unità FCC-CO.

Inoltre, come indicato in tabella al paragrafo 8.13 del PIC, alla presente viene altresì allegato l'originale dell'attestazione di avvenuta esecuzione dell'operazione di pagamento della tariffa di cui al DM 24 aprile 2008 prevista in capo alla superiore prescrizione.

Rimanendo disponibili per eventuali chiarimenti, porgiamo distinti saluti

All. c.s.

Il Direttore Generale  
Settimio Carlo Guarata

Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)  
Società per Azioni  
Capitale Sociale € 15.000.000,00 i.v.  
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008  
R.E.A. Caltanissetta n. 89181  
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'Eni S.p.A.  
Società a socio unico





eni

raffineria di gela

**STUDIO PER LA VERIFICA E LA CONFORMITA'  
ALLE MTD DELL'UNITA' DI CRACKING  
CATALITICO A LETTO FLUIDO (FCC)**

Ottobre 2013

**INDICE**

<b>Sezione</b>	<b>N° di Pag.</b>
<b>INTRODUZIONE ED OBIETTIVI.....</b>	<b>1</b>
<b>1. DESCRIZIONE DELL'UNITA' CRACKING CATALITICO FCC.....</b>	<b>2</b>
<b>2. CONFRONTO CON LE MTD DI SETTORE.....</b>	<b>4</b>
<b>3. RISULTATI DEL CONFRONTO CON LE MTD DI SETTORE.....</b>	<b>10</b>
<b>4. CONCLUSIONI .....</b>	<b>11</b>

## INTRODUZIONE ED OBIETTIVI

La Raffineria di Gela (di seguito RAGE o Raffineria) ha predisposto questo studio di fattibilità in ottemperanza alla prescrizione n. 8 del Parere Istruttorio Conclusivo dell'Autorizzazione Integrata ambientale (AIA) rilasciata dal Ministero dell'ambiente e della Tutela del territorio e del Mare con Decreto DEC/MIN/0000236 del 21/12/2012.

La prescrizione n. 8, prevede che:

*"Il Gestore, entro 12 mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà presentare all'Autorità Competente uno studio finalizzato alla fattibilità dell'adozione delle MTD, non ancora applicate allo specifico impianto. Lo studio dovrà contemplare il progetto di adeguamento con cronoprogramma di realizzazione in modo da effettuare le opportune modifiche impiantistiche entro sei mesi prima della scadenza dell'AIA".*

Il presente documento intende rispondere alla citata prescrizione ed a tale scopo è articolato come segue:

- Capitolo 1: Descrizione dell'unità FCC;
- Capitolo 2: Confronto con le MTD di Settore;
- Capitolo 3: Risultati del confronto con le MTD di Settore;
- Capitolo 4: Conclusioni.

## 1. DESCRIZIONE DELL'UNITA' CRACKING CATALITICO FCC

L'unità di Cracking Catalitico FCC ha lo scopo di incrementare la produzione di benzine alto ottaniche a scapito dei distillati pesanti.

L'impianto è stato progettato per convertire il gasolio pesante ottenuto dall'unità Vacuum e dai Coking, previo opportuno trattamento nell'impianto Gofiner (HDS), in idrocarburi liquidi e gassosi a più basso peso molecolare.

L'impianto è del tipo Fluid Catalytic Cracking ed ha una capacità massima di 5.500 t/d di distillati pesanti.

L'unità consta essenzialmente delle seguenti sezioni:

- sezione di reazione;
- sezione di rigenerazione del catalizzatore;
- sezione di frazionamento.

La carica preventivamente desolforata viene riscaldata in un treno di scambio ed inviata, previo miscelamento con catalizzatore, al reattore di cracking catalitico R-101. Il prodotto del reattore viene quindi alimentato direttamente alla colonna di separazione C-101. La colonna prevede 2 tagli laterali. Il primo taglio è la benzina totale estratta dall'accumulatore di testa ed inviata poi alla sezione GRP come lean oil (assorbimento alla C201) e successiva debutanizzazione. Il taglio LCO viene invece utilizzato in parte come pumparound superiore per rimuovere il calore in esubero in questa sezione della colonna ed in parte per il secondo assorbimento nella sezione GRP (C202); in parte viene inoltre inviato a stoccaggio come gasolio flussante.

Il prodotto di coda della colonna C-101 "slurry" subisce una prima fase di separazione di eventuali tracce di catalizzatore (pre-settler e settler); da qui viene poi in parte rifluito in colonna per raffreddare la carica idrocarburica surriscaldata in colonna, in parte raffreddato attraverso l'ausilio di caldaie con produzione di vapore a M.P ed attraverso il pre-riscaldamento carica; dopo il raffreddamento viene inviato a stoccaggio/carica impianti coking.

La fase gassosa viene compressa tramite TK-201 e unitamente al prodotto di testa dello stripper C-203, va nel separatore ad alta pressione V-203. I gas separati in V-203 sono alimentati alla colonna assorbitrice C-201 dove avviene un primo assorbimento con benzina da V104; la fase liquida perviene allo stripper C-203, mentre i gas dalla C201 sono inviati al secondo assorbimento con LCO alla C202; i gas dalla C202 vanno all'impianto Rec. Gas di raffineria (corr 108), mentre i liquidi dalla C202 rientrano in colonna insieme al pump around superiore. Dallo stripper C203 la fase liquida viene inviata alla debutanizzatrice C204, insieme ai liquidi dal V203, per poi colare all'impianto DLCN (desolforazione benzina da FCC); il GPL separato di testa C204 va invece all'unità Merox 3 per rimozione dello zolfo mercaptanico e quindi alle sfere GPL.

Nella sezione di rigenerazione del catalizzatore avviene la combustione del coke formatosi sul catalizzatore con produzione di flue gas che viene sottoposto a diversi trattamenti: separazione delle polveri mediante due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio), turbo expander e

CO boiler. L'unità è dotata di un unico camino E4, dove vengono convogliati i fumi del CO Boiler.

## 2. **CONFRONTO CON LE MTD DI SETTORE**

La Raffineria ha da tempo implementato una serie di tecnologie volte a prevenire e contenere i possibili impatti sull'ambiente legati alla normale operatività dell'unità FCC, in linea con quanto previsto nelle "Linee Guida per l'Identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) - Raffinerie di petrolio e gas", documento emanato mediante il D.M. 29/01/2007.

Nella seguente Tabella si riporta nel dettaglio il confronto tra le tecniche di prevenzione e protezione attualmente applicate all'impianto FCC e le MTD previste dalle Linee Guida di Settore.

**Tabella 1: Confronto con le MTD di Settore**

<b>LG nazionali – Elenco MTD di settore</b>	<b>Tecniche adottate dalla Raffineria</b>
<p>Gestione ottimale della combustione</p>	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di T, O<sub>2</sub>, CO e CO<sub>2</sub> in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.  La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale.</p>
<p>Miglioramento dell'efficienza energetica</p>	<p><u>Applicata</u> L'unità risulta essere termicamente integrata con l'unità Vacuum.  L'unità FCC è dotata di un turboexpander per recuperare potenza dai gas del rigeneratore (potenza elettrica 7 MW). Il gas al turboexpander viene preventivamente depolverizzato in sistemi di cicloni denominati "terzo e quarto stadio".  Inoltre l'unità è dotata di una caldaia (CO boiler) dove avviene l'ossidazione completa del CO contenuto nei fumi provenienti dal rigeneratore con generazione di calore e conseguente recupero con produzione di vapore (circa 58 t/h di vapore AP).</p>
<p>Invio dei gas prodotti al trattamento / recupero dello zolfo.</p>	<p><u>Applicata</u> I gas in uscita dalla colonna di frazionamento vengono sfiorati all'impianto di recupero gas di raffineria e sottoposti a lavaggio amminico per la rimozione di H<sub>2</sub>S.  L'ammina ricca proveniente dal lavaggio amminico viene rigenerata liberando uno steam gassoso ricco di H<sub>2</sub>S. Tale stream viene inviato all'Unità di Recupero Zolfo per l'adeguato trattamento.</p>
<p>Inserimento di una caldaia o di un forno per CO per le condizioni FCCU di combustione parziale.</p>	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di una sezione di rigenerazione a combustione parziale seguita da una</p>



LG nazionali – Elenco MTD di settore	Tecniche adottate dalla Raffineria
<p>Monitoraggio dell'ossigeno (tipicamente al 2%) per gli impianti FCCU a rigenerazione full burn, per ridurre le emissioni di CO.</p>	<p>caldaia per la combustione completa del CO (CO boiler).</p> <p><u>Non Applicabile</u></p> <p>L'unità è dotata di una sezione di rigenerazione a combustione parziale seguita da una caldaia ove avviene la combustione completa.</p>
<p>Miglioramento dell'efficienza energetica. In particolare:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- valutare la fattibilità e la convenienza economica dell'applicazione del recupero di energia, attraverso l'invio del gas proveniente dal rigeneratore in una turbina (expander) prima del suo ingresso nel CO Boiler;</li> <li>- valutare la fattibilità e la convenienza economica dell'inserimento di una caldaia per recuperare parte dell'energia contenuta nel gas effluente dal rigeneratore.</li> </ul>	<p><u>Applicata</u></p> <p>Come descritto in precedenza, l'unità FCC è dotata di un turboexpander per recuperare potenza dai gas del rigeneratore (potenza elettrica 7 MW). Il gas al turboexpander viene preventivamente depolverizzato in cicloni denominati "terzo e quarto stadio".</p> <p>Inoltre l'unità è dotata di una caldaia (CO boiler) dove avviene l'ossidazione completa del CO contenuto nei fumi provenienti dal rigeneratore con generazione di calore e conseguente recupero con produzione di vapore.</p>
<p>Riduzione delle emissioni di NOx attraverso un'opportuna combinazione delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifica della geometria e delle operazioni del rigeneratore, soprattutto per evitare alti picchi di temperatura.</li> <li>- SNCR su gas di scarico.</li> <li>- SCR su gas di scarico.</li> </ul>	<p><u>Non Applicabile</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. Infatti il CO Boiler è dotato di bruciatori Low NOx.</p> <p>Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da una miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS.</p> <p>Va osservato che la concentrazione di NOx in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm<sup>3</sup> indicato dalla LG MTD Raffinerie, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili per le condizioni di combustione parziale.</p> <p>Non si prevedono modifiche della geometria e delle operazioni del rigeneratore. La</p>

LG nazionali – Elenco MTD di settore	Tecniche adottate dalla Raffineria
<p>Riduzione delle emissioni di particolato attraverso la combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cicloni terziari e multistadio.</li> <li>• Applicazione di un ESP o uno scrubber al gas dal rigeneratore (dopo il CO boiler);</li> <li>• Contenimento delle perdite dal catalizzatore durante le fasi di carico/ scarico.</li> <li>• Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito per abbassare la frequenza di sostituzione e ridurre le emissioni.</li> </ul>	<p>medesima LG MTD Raffineria indica che l'implementazione di tale tecnica può produrre un aumento delle emissioni di CO e non risulta sempre ambientalmente giustificata qualora fossero necessarie delle modifiche maggiori. Per tali ragioni la raffineria non ritiene giustificabile l'implementazione di questa tecnica.</p> <p>Non sono implementati sistemi di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NOx dai gas di scarico del rigeneratore. Tali tecniche non risultano infatti classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo successivo.</p> <p><u>Applicata</u></p> <p>La sezione di rigenerazione del catalizzatore prevede due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio).</p> <p>L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos.</p> <p>Il catalizzatore attualmente utilizzato è caratterizzato da una resistenza meccanica tipica di catalizzatori FCC di ultima generazione per minimizzare la produzione delle polveri. L'indice GDI per valutare la resistenza meccanica alla produzione di polveri è 5, potendo variare tra 1 (massima resistenza) e 20 (minima) e quindi risulta tra i più resistenti all'attrito.</p> <p>Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS.</p> <p><u>Non applicabile</u></p> <p>Non è applicato un ESP o uno scrubber per la rimozione del particolato dai gas di scarico del rigeneratore. Tale tecnica di trattamento secondario dei fumi non risulta infatti classificabile come MTD per la raffineria di Gela. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo successivo.</p>

<b>LG nazionali – Elenco MTD di settore</b>	<b>Tecniche adottate dalla Raffineria</b>
<p>Riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub> attraverso la combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Utilizzo di De SOx catalitico.</li> <li>• Utilizzo di un FGD sul gas da rigenerazione soprattutto se non è applicabile l'idrotrattamento; questa tecnica potrebbe risultare ambientalmente ed economicamente non giustificata e presentare significativi effetti collaterali come consumi di energia (produzione di CO<sub>2</sub>), produzione di rifiuti e di acqua reflua.</li> <li>• Idrotrattamento della carica FCCU: serve per ridurre contemporaneamente NOx, SOx, particolato e gli scarichi di acqua reflua. E' necessario valutarne la possibilità/ fattibilità e convenienza economica. In considerazione degli elevatissimi costi questa tecnica è molto raramente giustificata per motivi ambientali e viene applicata, quasi esclusivamente, nei casi in cui vi sia necessità di miglioramento della qualità dei prodotti per motivi commerciali.</li> </ul>	<p><u>Applicata parzialmente</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. La carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburiche, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS.</p> <p>Non sono implementati sistemi di tipo De SOx e FGD per la rimozione degli SOx dai gas di scarico del rigeneratore.</p> <p>Va osservato che la concentrazione di SO<sub>2</sub> in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 – 1.500 mg/Nm<sup>3</sup> valore inferiore a quanto indicato dalla LG MTD Raffinerie relativamente alle performance ottenibili con l'utilizzo di un sistema di De SOx catalitico. Si ritiene pertanto che l'implementazione di tale sistema risulti non necessaria.</p> <p>Per quanto concerne la tecnica di trattamento secondario dei fumi FGD, essa non risulta classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Per maggiori dettagli si rimanda al paragrafo successivo.</p>
<p>Minimizzazione dell'uso di acqua aumentando il ricircolo della stessa; in particolare, riutilizzo dell'acqua nei desalter o invio all'impianto di trattamento alla fine del processo.</p>	<p><u>Applicata</u></p> <p>I dreni acquosi ricavati nei separatori di testa vengono raccolti in mammelloni e successivamente inviati all'unità SWS.</p>
<p>Riduzione della generazione di rifiuti solidi, attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Riduzione delle perdite incontrollate durante la gestione del catalizzatore esausto.</li> <li>• Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito</li> </ul>	<p><u>Applicata</u></p> <p>La sezione di rigenerazione è dotata di un efficace sistema di captazione delle polveri mediante ciclone terziario e quaternario a valle del rigeneratore.</p> <p>Il catalizzatore attualmente utilizzato è caratterizzato da una resistenza meccanica</p>

**LG nazionali – Elenco MTD di settore**

per ridurre la frequenza di sostituzione e le emissioni di particolato; questo accorgimento potrebbe influenzare negativamente la performance dell'unità di cracking.

**Tecniche adottate dalla Raffineria**

tipica di catalizzatori FCC di ultima generazione per minimizzare la produzione delle polveri. L'indice GDI per valutare la resistenza meccanica alla produzione di polveri è 5, potendo variare tra 1 (massima resistenza) e 20 (minima) e quindi risulta tra i più resistenti all'attrito.

L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos.

### 3. RISULTATI DEL CONFRONTO CON LE MTD DI SETTORE

Dal confronto con le Linee Guida di Settore non si evidenzia alcuna MTD non applicata.

Dal confronto con le Linee Guida di Settore, risultano invece non applicabili all'unità FCC le seguenti MTD:

#### Riduzione emissioni di NO<sub>x</sub>

- Sistemi di trattamento secondari di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NO<sub>x</sub> dai fumi prodotti dal rigeneratore.

#### Riduzione emissioni di Polveri

- Applicazione di un ESP o uno scrubber al gas dal rigeneratore (dopo il CO boiler).

#### Riduzione emissioni di SO<sub>2</sub>

- Sistemi di desolforazione (FGD) per la rimozione di SO<sub>2</sub> dai fumi prodotti dal rigeneratore.

Come evidenziato dalle stesse Linee Guida di Settore, l'implementazione di sistemi di desolforazione (FGD) per la riduzione delle emissioni di SO<sub>2</sub>, di sistemi di tipo SCR e SNCR per la riduzione delle emissioni di NO<sub>x</sub> e di un ESP/Scrubber per la riduzione delle emissioni di particolato comporterebbe:

- criticità a livello di lay-out dati i vincoli stringenti esistenti per l'installazioni di tali impianti presso la raffineria.
- aumento del livello di rischio complessivo per via dell'introduzione di nuovi impianti;
- aumento della produzione di rifiuti associati all'esercizio degli impianti (miscela semiliquida di calcare/acqua da FGD, catalizzatore esausto da SCR, polveri rimosse da ESP);
- acque reflue contaminate da solidi sospesi, metalli e cloruri che necessitano di trattamenti dedicati nel caso di FGD;
- aumento dei consumi energetici per il funzionamento di tutte le apparecchiature considerate, in particolare di elettricità per l'esercizio dell'ESP;
- elevati costi di investimento iniziali di installazione e di esercizio degli impianti di abbattimento.

Sulla base di quanto sopra esposto, la Raffineria ritiene tali tecniche non applicabili alla propria realtà produttiva.

**4. CONCLUSIONI**

Sulla base di quanto sopra illustrato, l'impianto FCC risulta allineato con le MTD di settore applicabili e pertanto la Raffineria ritiene di non realizzare modifiche impiantistiche alla configurazione attuale dello stesso.