



Roma, 13.08.2004

*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio*

DIREZIONE GENERALE PER LA SALVAGUARDIA AMBIENTALE

Alla Società Raffineria di Gela SpA
Contrada Piana del Signore
93012 Gela (CL)

Alla Regione Sicilia
Assessorato Territorio e Ambiente
Via Ugo La Malfa, 169
90146 Palermo

Prot. n. DSA/2004/0018770

Oggetto: Verifica di esclusione dalla procedura di VIA per il progetto di adeguamento dell'impianto di Cracking catalitico (FCC) per la produzione di benzina finita con 50 e 10 ppm di zolfo della Raffineria di Gela(CL), proposto dalla Società Raffineria di Gela SpA.

In data 22.12.2003 la Società Raffineria di Gela SpA, ha presentato istanza di esclusione dalla procedura di VIA per il progetto di "adeguamento dell'impianto di Cracking catalitico (FCC) per la produzione di benzina finita con 50 e 10 ppm di zolfo della Raffineria di Gela(CL)".

Si riassumono le seguenti considerazioni in merito a tale istanza, sulla base delle valutazioni della Commissione VIA espresse in data 22.07.04, con parere n. 612.

Illustrazione sintetica del progetto

Situazione attuale

La Raffineria di Gela si colloca nella porzione Sud della Regione Sicilia, in località Piana del Signore in provincia di Caltanissetta, nel territorio comunale di Gela (raffineria, centrale, depositi terreni e fabbricati), di Monterosso Almo (terreni) e di Licodia Eubea (diga), posizionata a circa 1 km a Sud-Est del centro abitato di Gela; il capoluogo di provincia è ubicato a circa 75 km a Nord-Est dalla raffineria in oggetto. Nei pressi della Raffineria non sono presenti attività industriali di rilevanza.

Il 30/11/1990, con Deliberazione del Consiglio dei Ministri, l'area in cui ricadono i comuni di Priolo, Augusta, Melilli, Solarino, Florida, Siracusa, Gela, Butera e Niscemi veniva dichiarata a "elevato rischio ambientale", ai sensi dell'art. 7 della Legge n. 349 del 08/07/1986, come modificato dall'art. 6 della Legge n. 305 del 28/08/1989.

In seguito a questa dichiarazione con Decreto del Presidente della Repubblica del 17/01/1995 veniva approvato un Piano di Risanamento Ambientale dell'area con atto di indirizzo e di coordinamento per le Amministrazioni Statali anche a ordinamento autonomo, gli Enti Pubblici anche Economici, la Regione Sicilia e gli Enti Locali.

La raffineria ha completato o sta finendo di completare tutti i lavori prescritti a suo carico relativi al Piano di Risanamento Ambientale, in ottemperanza al D.P.R. del 17/01/1995, nei tempi previsti.

La raffineria di Gela ha un'autorizzazione ministeriale all'esercizio per lavorare 5.300.000 t/anno di greggio e residui provenienti via mare. Il petrolio greggio viene trasformato nei diversi prodotti combustibili e carburanti attualmente in commercio (GPL, benzine, keroseni, gasoli, oli combustibili).

Il progetto di adeguamento dell'impianto FCC per la desolforazione della nafta LCN, da realizzarsi all'interno della raffineria, appartiene interamente al territorio di competenza del comune di Gela.

Motivazione dell'intervento e tecnologia adottata

Il progetto si inquadra all'interno delle iniziative prese dai governi europei che, per meglio tutelare la salute della popolazione e dell'ambiente, si sono posti l'obiettivo di ridurre il contenuto di zolfo nei principali prodotti petroliferi (benzine e gasoli) ad un valore non superiore ai 50 ppm in peso, mentre dal 2008 detto limite sarà ridotto a 10 ppm. La riduzione del tenore di zolfo nelle benzine e nei gasoli ha infatti benefici effetti sull'ambiente, non solo in quanto permette una riduzione diretta delle emissioni di anidride solforosa in atmosfera, ma anche perché consente una maggior durata dell'efficacia delle marmitte catalitiche, con conseguente riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e PM10 in atmosfera.

L'adeguamento delle produzioni della raffineria alle nuove e stringenti normative, oltre a rappresentare una scelta obbligata per i produttori che intendono vendere carburanti per autotrazione nei paesi europei, ha l'obiettivo quindi di consentire un miglioramento complessivo della qualità dell'aria.

Il pool benzina finita della raffineria di Gela è costituito mediamente da:

- il 10-20 % in volume di Reformata;
- il 5-10 % in volume di Isopentani;
- il 20-30 % in volume di Alchilata;
- il 2-5 % in volume di MTBE;
- il 35-50 % in volume di Naphtha da FCC (LCN).

Tutti i componenti del pool benzina, tranne l'LCN, sono già completamente desolforati negli appositi hydrotreater esistenti. È pertanto necessario intervenire solamente sull'FCC per incrementarne la capacità di desolforazione al fine di ridurre il tenore di zolfo residuo nell'LCN.

Il progetto proposto consiste nell'adeguamento dell'impianto FCC per incrementarne la capacità di desolforazione dell'LCN, raggiungendo così anche in questo componente lo stesso livello di zolfo residuo già presente negli altri componenti della benzina.

Infatti, nel cracking catalitico (FCC), oltre alle reazioni di cracking, avviene anche una parziale desolforazione della carica, con produzione di H_2S , che viene poi recuperato e inviato agli impianti Claus per la sua trasformazione in zolfo elementare. La restante parte dello zolfo presente nella carica si distribuisce nei prodotti, tra cui una naphtha da cracking (LCN) che, come sopra evidenziato, costituisce un importante componente della benzina finita.

La tecnologia utilizzata dal Proponente è tale da non richiedere interventi sugli impianti di produzione idrogeno già presenti in raffineria.

Modifiche proposte

Il progetto proposto consiste nella realizzazione di adeguamenti dell'impianto FCC finalizzati alla desolforazione della nafta da cracking. L'obiettivo è dunque quello di ridurre il contenuto totale di zolfo nell'LCN fino ad un valore inferiore ai 20 ppm, in modo da produrre una benzina finita dopo blending con 10 ppm di zolfo, mediante l'installazione delle seguenti unità principali, complete di apparecchiature ausiliarie:

- due colonne di desolforazione catalitiche;
- un reattore di idrodesolforazione finale;
- due colonne, una per la stabilizzazione e l'altra per lo strippaggio;
- un assorbitore amminico per il recupero dell' H_2S dal gas acido.

Il processo di ulteriore desolforazione della LCN prodotta dall'impianto FCC prevede le seguenti fasi:

- Separazione della benzina LCN in leggera e pesante nello Splitter benzine (CDHydro);

- Distillazione/desolforazione benzina pesante in colonna (CDHDS);
- Lavaggio amminico;
- Recupero H₂S nello Stripper H₂S;
- Desolforazione finale benzina LCN pesante in reattore;
- Stabilizzazione finale;
- Compressione idrogeno.

Di seguito si descrivono sinteticamente le fasi principali del processo.

Splitter Benzine (CDHydro)

La benzina FCC (LCN), proveniente dalle sezioni di frazionamento e concentrazione dell'impianto FCC, è alimentata all'esistente colonna splitter benzine CD-Hydro, previo riscaldamento all'interno di scambiatori di calore esistenti. Nella colonna sono installati, nella parte alta, 2 letti di catalizzatore di cui il primo al nickel ed il secondo al palladio. Questi letti di catalizzatore sono costituiti da un riempimento strutturato in cui sono caricati i catalizzatori. L'insieme del riempimento strutturato e del catalizzatore costituiscono dei moduli proprietary CD-Tech.

In questa colonna, sul primo modulo al nickel, avviene la rimozione dei mercaptani dalla frazione più leggera dell'LCN per reazione con diolefine e conseguente formazione di componenti dello zolfo più pesanti, che si concentrano sul fondo della colonna. Nel secondo modulo al palladio avvengono le reazioni di isomerizzazione delle olefine C5 e C6 con aumento del numero di ottano MON.

Tutte queste reazioni avvengono in presenza di idrogeno prelevato dall'esistente rete idrogeno di raffineria. Il prodotto di fondo dello splitter benzine viene inviato all'accumulatore di carica della sezione di distillazione/desolforazione CD-HDS.

Il prodotto di testa colonna CD-Hydro viene dapprima parzialmente condensato in un refrigerante ad aria e quindi alimentato all'accumulatore di testa. Da qui la relativa fase gassosa, costituita principalmente da idrogeno, viene inviata ad un separatore liquido/gas e quindi riciclata in colonna mediante un compressore di riciclo; la fase liquida è reflussata in testa alla colonna.

La frazione leggera dell'LCN viene estratta come taglio laterale ed inviata ai limiti batteria dell'impianto, previo raffreddamento con un condensatore ad aria ed un refrigerante trim.

Distillazione/Desolforazione Benzine in Colonna (CDHDS)

All'interno di questa sezione avvengono, simultaneamente, un processo di distillazione e le reazioni di idrodesolforazione della frazione pesante dell'LCN; la maggior parte dello zolfo contenuto nel prodotto alimentato viene convertito in idrogeno solforato (H₂S).

Il prodotto proveniente dal fondo della colonna CD-Hydro viene alimentato alla colonna CD-HDS previo riscaldamento.

In questa colonna sono presenti cinque moduli proprietary CD-Tech con catalizzatore al CoMo. La portata in uscita dal fondo colonna CD-HDS è suddivisa in 4 correnti, delle quali una costituisce il prodotto di fondo in alimentazione al reattore di desolforazione (polishing reactor) e le restanti tre vengono reflussate in colonna, previa alimentazione al forno ribollitore della CD-HDS.

Il prodotto di testa colonna, costituito da H₂S e benzina desolforata, viene parzialmente condensato in uno scambiatore di calore e in un generatore vapore e in seguito alimentato all'accumulatore di testa (accumulatore caldo).

Dall'accumulatore di testa colonna la fase liquida viene, in parte, reflussata in colonna ed, in parte, alimentata allo stripper dell'H₂S. La fase vapore in uscita dall'accumulatore di testa è inviata, previo raffreddamento, al separatore freddo, la cui fase vapore è alimentata ad un altro separatore e da qui alla colonna di assorbimento amminico. Le fasi liquide dei due precedenti separatori caldo e freddo sono inviate allo stripper dell'H₂S.

Lavaggio Amminico

La sezione di lavaggio amminico è essenzialmente costituita da una colonna di assorbimento nella quale l'idrogeno solforato viene rimosso in controcorrente con una soluzione amminica. I vapori di testa in uscita dalla colonna, previo passaggio nel ko-drum per separare eventuali trascinalenti di ammina, costituiscono il gas di riciclo che viene inviato, mediante il compressore di riciclo, alla colonna di desolfurazione CD-HDS e al forno ribollitore. L'ammina ricca in uscita dal fondo colonna è inviata, fuori limiti di batteria, all'esistente unità di rigenerazione, dove l'H₂S rimosso viene recuperato e inviato agli esistenti impianti Claus per la produzione di zolfo elementare.

Stripper H₂S

Nello stripper si ha la separazione dell'H₂ e dell'H₂S presenti nell'alimentazione dalla benzina FCC parzialmente desolforata. Esso è alimentato dai flussi provenienti dal circuito di testa colonna della sezione CDHDS.

La fase gas in uscita dallo stripper è inviata, previa parziale condensazione in apposito scambiatore, all'accumulatore di testa.

La fase liquida è totalmente riflussata in colonna, mentre il gas acido separato è inviato fuori limiti di batteria in controllo di pressione.

La benzina, che costituisce il prodotto di fondo colonna, è in parte riflussata in colonna e in parte alimentata, previa miscelazione con una corrente di idrogeno di make-up e preriscaldamento negli scambiatori, nel reattore di desolfurazione finale.

Desolfurazione Benzine nel Polishing Reactor

In alimentazione al reattore di desolfurazione finale giungono una delle correnti di fondo colonna desolfurazione CD-HDS ed il prodotto di fondo dello stripper dell'H₂S.

Nel reattore si ha la rimozione dei mercaptani, che si riformano a seguito del contatto H₂S ed olefine.

L'effluente in uscita dal reattore è raffreddato in controcorrente con la carica in appositi scambiatori e quindi alimentato al separatore caldo. La fase gas in uscita dal separatore caldo viene dapprima condensata in un refrigerante ad aria e quindi inviata nel separatore freddo, dove si ha la separazione del "gas di riciclo", che viene a sua volta combinato con l'H₂ di riciclo proveniente dalla colonna CD-HDS, compresso e rinvio alla colonna stessa.

La benzina desolforata in uscita dai separatori è alimentata alla colonna stabilizzatrice.

Stabilizzazione

Nella colonna stabilizzatrice si ha la rimozione dell'idrogeno e dell'H₂S presenti nella benzina.

La colonna stabilizzatrice è dotata di ribollitore di fondo e condensatore/accumulatore di testa.

I gas acidi in uscita dall'accumulatore di testa sono inviati al vent gas acido fuori limiti di batteria, mentre la fase liquida è totalmente riflussata in colonna.

Il prodotto di fondo colonna, costituito dall'LCN desolforata, è inviato allo stoccaggio.

Compressione Idrogeno

Il progetto comprende l'installazione di due compressori di riciclo, uno per la colonna CD-Hydro e l'altro per la colonna CD-HDS.

Il primo interviene per il rilancio del gas allo splitter benzine (colonna CD-Hydro o al suo circuito di testa) o in alimentazione al sistema fuel gas di raffineria.

Il secondo compressore ha la funzione di rilanciare i vapori di testa in uscita dalla colonna di assorbimento amminico, che costituiscono il gas di riciclo inviato alla colonna di desolfurazione CD-HDS.

Riguardo alle interazioni ambientali

Le modifiche indicate potrebbero avere un impatto su diverse matrici ambientali. La società proponente ne ha analizzato i potenziali effetti nella relazione fornita, dimostrando che

complessivamente l'impatto sull'ambiente è trascurabile e comunque rientra all'interno dei limiti già approvati dalle autorità competenti.

Emissioni in Atmosfera

Il fabbisogno energetico, sia sotto forma di vapore che di energia elettrica, della raffineria di Gela è garantito dal funzionamento in continuo di una Centrale Termoelettrica (CTE), dotata di una potenzialità complessiva di 252 MW a 15 kV. Anche il vapore destinato al fabbisogno degli impianti viene derivato dalla centrale. Le caratteristiche strutturali ed impiantistiche della CTE permettono una notevole diversificazione delle tipologie e delle quantità/qualità di combustibili impiegabili per il corretto e continuo funzionamento del processo e per garantire idonee condizioni di emissione in atmosfera di fumi inquinati.

I valori tipici riportati nella letteratura tecnica e parzialmente contenuti anche nei vari documenti elaborati a seguito della direttiva IPPC (BAT, BREF, etc) sono di $5-10 \text{ mg/Nm}^3$ di particolato per il fuel gas e di $100 - 500 \text{ mg/Nm}^3$ per i combustibili liquidi.

Le varie campagne di monitoraggio effettuate dalla raffineria in ottemperanza alle prescrizioni del DPR 203/88, nonché i dati rilevati dagli analizzatori in continuo posti su alcuni camini della raffineria, confermano tali valori ed evidenziano che gli impianti utilizzatori di fuel gas danno luogo ad emissioni di NOx e di particolato inferiori rispetto a quelli che utilizzano fuel oil o una miscela dei due combustibili.

Le migliori caratteristiche di combustione del fuel gas portano anche ad un miglioramento delle emissioni di NOx; infatti, oltre alla mancanza del componente azoto (N) presente nei combustibili liquidi e praticamente assente nel fuel gas, la ridotta percentuale di ossigeno normalmente richiesta nella combustione di fuel gas e la maggiore semplicità ed efficienza dei bruciatori, portano anche ad una consistente riduzione delle emissioni di NOx.

La variazione della qualità e della quantità relativa dei combustibili utilizzati rappresenta quindi la principale flessibilità gestionale per garantire, oltre agli interventi strutturali comunque previsti e volti alla applicazione delle più moderne tecnologie di riduzione degli inquinanti come ad esempio l'installazione di bruciatori a basso tenore di NOx, il rispetto dei limiti max di emissione da individuare per le apparecchiature previste nel progetto di adeguamento per la desolforazione benzine FCC.

Nel progetto di adeguamento della desolforazione benzina LCN è prevista una sorgente di emissione continua costituita dal camino del forno ribollitore della colonna CD-HDS. Il combustibile in alimentazione al forno, rappresentato da fuel gas, avrà una portata di circa 1.200 kg/h. Il camino avrà un'altezza di 45 metri ed un diametro interno di 1,45 metri.

Durante la desolforazione dell'LCN si produrrà una piccola quantità di fuel gas che sarà inviato, dopo lavaggio amminico per la rimozione dell' H_2S , nella rete gas di raffineria e successivamente alimentato ai bruciatori dell'impianto topping di raffineria. Dato che la produzione di fuel gas dall'unità, pari a circa 1.614 kg/h dopo lavaggio amminico, è superiore al consumo dello stesso nel forno ribollitore della colonna CD-HDS, pari a 1.370 kg/h circa, l'eccesso di fuel gas (244 kg/h) andrà a sostituire la combustione di una equivalente quantità di fuel oil, pari a circa 308 kg/h, con conseguente riduzione delle emissioni dal camino dell'impianto topping 1. L'aumentato utilizzo di fuel gas in luogo dell'olio combustibile permetterà di compensare le emissioni del nuovo forno ribollitore in modo tale che le emissioni complessive della raffineria non varieranno significativamente.

Poiché la situazione complessiva dei rilasci a seguito delle modifiche proposte comporta una riduzione dei principali inquinanti emessi (vedi tabella seguente) eccetto gli NOx, si può concludere che la modifica ha un impatto positivo sulla qualità dell'aria nella zona interessata.

Emissioni (kg/h)	SO ₂	NO _x	Polveri
Differenza fra stato attuale e stato futuro	-9,1	4,0 (+0,31%)	-1,3

Poiché nel processo di produzione di H₂ viene prodotta anche CO₂ dalla reazione CH_x + H₂O => CO + CO₂ + H₂, sono state richieste al proponente informazioni integrative al riguardo per verificare se la quantità di CO₂ prodotta rimanga nei limiti del 10% di aumento stabiliti dalla delibera CIPE citata. La percentuale massima di aumento emissioni di CO₂, calcolata nelle ipotesi maggiormente conservative, è pari a:

$$r = 96.000/3.800.000 \times 100 = 2,5 \%$$

largamente inferiore al limite consentito del 10%.

Uso delle risorse

L'unico utilizzo continuo di acqua è costituito dall'acqua di raffreddamento prelevata dall'esistente sistema di raffineria a circuito chiuso. A causa dell'aumentato consumo di acqua di raffreddamento occorrerà incrementare il reintegro al suddetto sistema di circa 30-40 m³/h. Il maggior prelievo idrico necessario all'incremento del make - up sarà bilanciato da un corrispondente aumento del riciclo dell'acqua di scarico proveniente dall'esistente impianto di trattamento acque reflue.

La materia prima principale utilizzata nel progetto di adeguamento della desolforazione benzina LCN è rappresentata dal fuel gas (duty assorbito), che alimenterà il forno ribollitore. Il consumo stimato sarà di circa 9,22 Mkcal/h corrispondenti, per 8.000 ore annue di funzionamento, a circa 73.760 Mkcal.

Le altre materie prime necessarie sono elencate nella Tabella seguente.

Sostanza	Consumi
Idrogeno	673 kg/h
Zolfo prodotto	0,02 - 0,1 t/h
Catalizzatore (*)	
Ni + Pd nella colonna CD-Hydro	41 + 41 m ³
CoMo nella colonna CD-HDS (500-C-201)	195 m ³
Catalizzatore nel reattore Polishing (500-R-201)	14 m ³ (*)

Il consumo di catalizzatore si riferisce all'ipotesi di produrre benzina leggera FCC con un tenore di zolfo pari a 20 ppm in modo da ottenere una benzina finita, dopo blending, con 10 ppm di zolfo. I catalizzatori vengono forniti direttamente dal licenziatario in affitto e restituiti allo stesso dopo aver completato il normale ciclo di marcia che è stimato essere pari a 4 anni.

Il consumo di energia elettrica per il funzionamento delle apparecchiature previste per il progetto di adeguamento della desolforazione benzine FCC sarà di circa 1.230 kWh, con impianto in marcia normale.

La disposizione delle apparecchiature previste nel progetto di adeguamento della desolforazione benzine FCC occuperà complessivamente un'area di circa 7.884 m² collocata, all'interno dell'Isola 11 della raffineria.

Scarichi Idrici ed Effluenti Liquidi

In seguito all'entrata in funzione della desolforazione LCN non si prevedono incrementi dei prelievi idrici da acque sotterranee né incrementi significativi dei prelievi di acque superficiali. L'acqua di mare di raffreddamento di talune apparecchiature dell'impianto verrà recapitata, attraverso la fogna bianca, in mare.

Il progetto di adeguamento della desolforazione benzina FCC non prevede l'emissione di effluenti liquidi continui.

Rifiuti

L'adeguamento prevede l'utilizzo di catalizzatori che hanno mediamente un ciclo di vita superiore ai 4 anni e vengono per la gran parte affittati dal licenziatario della tecnologia e restituiti allo stesso a fine ciclo di marcia. Solamente il catalizzatore del reattore di desolfurazione finale (circa 14 m³) deve essere smaltito a fine ciclo di marcia e pertanto ogni 4 anni circa.

Territorio e Paesaggio

Per quanto riguarda gli aspetti territoriali, il progetto si sviluppa all'interno delle aree già occupate dalla Raffineria e non presenta dunque situazioni di nuova interferenza con il sistema dei vincoli e delle tutele sostenute dalle Linee Guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale né con gli assetti urbanistici delineati dagli atti di pianificazione locale.

Poichè i nuovi impianti verranno realizzati interamente all'interno dell'area della raffineria, già caratterizzata dalla presenza di strutture con elevato sviluppo verticale, l'impatto paesaggistico dei nuovi manufatti sarà minimo, come risulta dalla simulazione fotografica esaminata, da cui si vede che la situazione post-operam non altera significativamente il paesaggio rispetto alla situazione ante-operam.

Rumore

Tutte le apparecchiature installate nella desolfurazione nafta LCN da FCC avranno caratteristiche tali da garantire, compatibilmente con gli attuali limiti della tecnologia, il minimo livello di pressione sonora nell'ambiente.

Le specifiche della Società Raffineria di Gela SpA relative alle caratteristiche di potenza sonora delle apparecchiature prevedono tassativamente valori di emissione sonora ≤ 80 dB(A). Pertanto tale limite sarà rispettato anche per le apparecchiature rumorose (pompe, compressori, ecc.) previste per il presente progetto. Nel caso in cui la potenza sonora di apparecchiature specifiche provochi livelli di rumore superiori a quello menzionato, saranno predisposti opportuni sistemi di insonorizzazione.

La progettazione delle apparecchiature e la loro disposizione impiantistica, oltre ad assicurare il rispetto dei limiti di esposizione al rumore del personale operante nell'area di produzione, garantirà il livello di rumore al perimetro esterno della raffineria in accordo alla normativa vigente e quindi inferiore a 70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni.

Anche se la realizzazione della desolfurazione nafta da FCC non comporta l'introduzione di sorgenti acustiche rilevanti, si ritiene opportuno prescrivere che il rumore sia monitorato prima e dopo le modifiche di impianto in modo da accertare che, a seguito delle modifiche, non si verifichi un incremento dei livelli di rumore attuali presso i recettori ovvero garantire che eventuali superamenti possano essere immediatamente individuati e riportati nei limiti.

Analisi degli incidenti

La Raffineria, in quanto impianto soggetto a notifica in base alle disposizioni del DPR 175/88 e successive modifiche, è soggetta all'obbligo della preparazione dei Rapporti di Sicurezza e alle relative modifiche. Appositi studi di sicurezza sono stati quindi predisposti dal Proponente ed inviati all'autorità competente. Dai risultati dell'analisi di sicurezza effettuata, che il proponente ha riportato nella relazione, risulta che non c'è aggravio del preesistente livello di rischio di incidente rilevante.

In conclusione,

VISTA la Direttiva 97/11/CE ed in particolare i criteri di esclusione definiti nell'allegato III;

VISTA la richiesta di esclusione VIA da parte del proponente Raffineria di Gela SpA, in data 22 dicembre 2003 e acquisita dalla Direzione DSA il 29 dicembre 2003;

CONSIDERATO che:

- le modifiche alla raffineria esistente sono dovute alle disposizioni della Comunità Europea (Direttiva 98/70/CE e Direttiva CEE/CEEA/CE n° 17 del 3/03/2003 di modifica della Direttiva 98/70/CE), recepite dal governo italiano con DPCM 434 del 23/11/2000 e Legge 31 ottobre 2003 n. 306, che impongono una riduzione del tenore di zolfo da 150 a 50 ppm, a partire dal 2005, ed un'ulteriore diminuzione fino a 10 ppm a partire dal 2008;
- esiste la necessità di procedere rapidamente alla conversione di tutte le Raffinerie italiane sia per rilevante valenza ambientale che tali interventi comportano in termini di riduzione di emissioni globali dovuti ai consumi energetici legati ai trasporti, sia per non penalizzare le raffinerie italiane che non avranno ottemperato in tempo utile agli obblighi comunitari di cui sopra;
- nell'operazione di adeguamento dell'impianto sono insiti benefici ambientali, soprattutto in termini di qualità dell'aria, e considerato che tale adeguamento non comporta, sulle altre componenti ambientali, impatti peggiorativi rispetto alla situazione attuale;

si ritiene che l'adeguamento impiantistico in esame possa essere escluso dalla procedura di VIA, di cui all'art 6 della Legge 349/1986 e successive disposizioni subordinatamente al rispetto della seguente PRESCRIZIONE:

- il livello di rumore dovrà essere opportunamente monitorato prima e dopo le modifiche di impianto richieste in modo da accertare che, a seguito delle modifiche, non si verifichi un incremento dei livelli di rumore attuali presso i recettori, ovvero che eventuali superamenti possano essere immediatamente individuati e riportati nei limiti.

IL DIRETTORE GENERALE
(Ing. Bruno Agricola)

