



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2011 - 0011736 del 16/05/2011

CIPPC-00_2011-0000839
del 13/05/2011

Pratica N.

Ref. Mittente:

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazioni
Ambientali
c.a. dott. Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

E p.c.

Dott.ssa Cinzia Albertazzi
Referente Gruppo Istruttore
Sede

Prof. Ing. Franco Cotana
Referente Nucleo di Coordinamento
Sede

OGGETTO: RAFFINERIA di Gela S.p.A.



In riferimento all'istruttoria in oggetto, si trasmettono, in formato elettronico, i chiarimenti e le integrazioni documentali aggiuntive fornite spontaneamente dal Gestore al Gruppo Istruttore.

Il Presidente della Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali

Dario Ticali

del 10/11/2009

COMMENTI ALLA "RELAZIONE ISTRUTTORIA" PRO AIA RAFFINERIA DI GELA

Ai fini del presente documento la 1a pagina della **relazione istruttoria** fornitaci viene identificata con il Cap. 4 – Oggetto dell'autorizzazione.

- 1) pag. 1** la prima domanda AIA è stata presentata il 29 gennaio 2007 e non il 20 come riportato. Inoltre non viene richiamata la pratica di aggiornamento AIA inviata a luglio 2007 riguardante la copertura dei flottatori (TAS), l'impianto di pretrattamento gas prodotto dalle unità Coking 1 e 2 (TGTU) e la realizzazione dei 2 nuovi serbatoi di greggio (S111 ed S112).
- 2) pag. 3** il codice NACE revisionato è ora 19.20 e non più 23.20. Più che capacità di produzione si deve intendere **capacità di lavorazione** che è di 5.350.000 t/anno **oltre alle riserve di legge** e comunque solo come carica agli impianti di distillazione primaria (vedi nota 2 colonna "capacità di produzione" *saltata* in quanto la tabella è priva dell'ultimo rigo e della nota specifica).
- 3) pag 10** quando si parla dell'impianto TAC si dice che esso *utilizza le acque convogliate dalla diga sul fiume Dirillo e l'acqua prodotta dall'impianto di Dissalazione, dall'impianto Biologico urbano e dall'impianto TAS/TAC*, andrebbero aggiunte le acque recuperate dal TAF giusta autorizzazione Interministeriale relativa al progetto di bonifica approvato per suolo/sottosuolo.
- 4) pag 11** anche se comunque poi ben descritta a pag 12, a proposito del Blow Down si dice che *"D/D1" e "C" sono quelle che si attivano per prime in caso di disservizi/emergenze, mentre l'intervento della torcia "B" si realizza solo in casi estremi connessi a blocchi generali di Sito.* Bisognerebbe cambiare "D/D1" con solo "D1" e "D/B" al posto di "B". Si suggerisce inoltre di modificare il terzo capoverso del par. 8 in linea con quanto previsto dal DM del 29 gennaio 2007 "linee guida MTD Raffinerie" come segue: Le torce della Raffineria sono essenziali per la per la sicurezza ed il controllo ambientale ove vengono distrutti, tramite ossidazione termica (combustione), potenziali scarichi di gas idrocarburici indesiderati o in eccesso oppure generati durante situazioni di emergenza, transitorio, fermata o avviamento degli impianti; la sequenza di intervento prevede lo scarico della torcia D1 e successivamente della C entrambe dotate di dispositivi smokless.
- 5) pag 14** all'ultimo rigo si parla di *rampe di carico per il bitume* che da tempo non esistono più nel sito; eliminare il suddetto riferimento
- 6) pag 15** per i *serbatoi a tetto galleggiante* si dice che sono *dotati di tenuta ad anello liquido*: modificare con "dotati di doppia tenuta".
- 7) pag 26** la relazione riporta come non analizzati gli impatti dalle attività di stoccaggio/movimentazione del pet-coke; RaGe, in occasione dell'invio della documentazione a corredo della pratica, ha fornito tutte le informazioni attinenti tale item (barriere frangivento, altezza max stoccaggio cumuli, sistemi di irrorazione con filanti, utilizzo di camion telonati ecc). I sistemi di mitigazione degli impatti in oggetto sono stati inoltre oggetto di attenzione da parte del GI AIA nel corso del sopralluogo di giugno 2009, che ne ha potuto constatare la funzionalità sia al parco isola 29 che 4.
- 8) pag 29** nei consumi idrici si legge che *la risorsa naturale derivante dalla Diga Dirillo, risulterebbe, a meno degli utilizzi agricoli, interamente dedicata ad usi industriali*, tale configurazione era vera all'atto della presentazione dell'istanza AIA (2007), ora quota parte di tale risorsa (ca 70 lt/sec) viene prelevata da EAS per usi potabili in ossequio all'accordo di programma stipulato con il MATTM, Regione Sicilia, Eni ecc e di cui RaGe ha fornito copia nell'ambito dell'integrazione di documentazione richiesta dal GI (nota RAGE del 12 giugno 2009 – allegati A1 e A2).
- 9) pag 34** al secondo paragrafo *si sottolinea infine la presenza di alcuni punti di emissione preventivamente non autorizzati. In particolare il numero 30 e 31, relativi ad interventi di adeguamento impiantistico previsti nella documentazione allegata alla domanda originariamente presentata dal Gestore ed ormai realizzati.* Si fa riferimento ai due punti emissivi derivanti dalla copertura dei flottatori impianto TAS oggetto di apposito aggiornamento riportate nelle schede B6 ai punti E30 ed E31.

Si suggerisce di inserire sia nel testo sia nei punti della scheda B6 il riferimento alla comunicazione del Gestore RAGE/AD/494/T del 21.5.2009 effettuata ai sensi dell'art.2 L. 243 del 19.12.2007

10) pag 42 quando si fa riferimento all'analisi dei disservizi nel triennio 2006-2008, ed in particolare all'anno 2007 caratterizzato da assenza di fenomeni rilevanti ma con portata scaricata maggiore degli altri 2 anni, la commissione desume possa attribuirsi ad *un funzionamento delle torce essenzialmente legato al bilanciamento della rete FG, sia pure in presenza di un circuito di recupero gas*. In effetti più a che a un bilanciamento ottimale della rete FG tale fenomeno è da attribuire ad una serie di disservizi di modesta entità che non hanno comportato necessità di segnalazione.

11) pag 62 al 2° paragrafo si analizzano i contenuti del Decreto Assessoriale n. 176/GAB a proposito del Piano regionale di coordinamento della qualità dell'aria ambiente. L'art. 2 di tale decreto fissa limiti massimi di emissioni molto restrittivi nella regione per le polveri totali. Si evidenzia che la stessa regione ha successivamente chiarito il contesto del decreto con nota prot. 1791 del 08/11/2007 inviata alla Confindustria di Siracusa specificando che *tali limiti regionali non si applicano agli impianti sottoposti ad autorizzazione integrata ambientale sia statale che regionale per i quali resta fermo quanto previsto dal D.Lgs. 59/2005*.

12) pag 66 in questo caso si analizzano i contenuti del Decreto Assessoriale n. 175/GAB per cui rimangono valide le considerazioni già emarginate al punto 11).

13) pag 71 all'ultimo paragrafo del punto 6.3 si chiede a RaGe *di fornire i dati di sintesi dello studio dell'ecosistema generatosi per il fiume Gela*; tali dati sono già stati forniti dalla Raffineria con l'invio della documentazione datata 24/06/2009 all'interno dell'aggiornamento della Scheda A19 – allegato 8.

14) pag 81 CONSIDERAZIONI FINALI - al terzo paragrafo vengono riportate alcune considerazioni non perfettamente coerenti con la realtà: sarebbe più corretto affermare che la Raffineria fornisce al Comune di Gela il servizio di approvvigionamento di acqua dissalata e remineralizzata prodotta nell'impianto di dissalazione e che la Raffineria gestisce impianti di dissalazione/remineralizzazione ; l'acqua della diga Dirillo non è più interamente dedicata ad usi industriali [*vedasi considerazioni riportate al superiore punto 8) pag 29*].

15) pag 81 al 4° capoverso sarebbe più corretto parlare di stoccaggio e movimentazione del petcoke (e non di stoccaggio e utilizzo) in relazione al possibile impatto delle polveri. A questo proposito andrebbe evidenziato che nel corso del sopralluogo il Gestore aveva dichiarato l'intenzione di procedere alla realizzazione di un deposito coke coperto al fine di minimizzare il suddetto impatto.

16) pagg 81/82 nella relazione viene riportato che *anche per quanto riguarda la matrice acqua esistono dei fattori di particolarità legati alla compresenza di reflui industriali prodotti dalla Raffineria, con altri reflui prodotti da terzi (sia di origine civile ed industriale) con il loro mescolamento prima dello scarico nel corpo idrico recettore*. Ad eccezione dei reflui industriali provenienti dall'ASI che si miscelano in ingresso a quelli di RaGe prima dell'impianto Biologico Consortile (che comunque vengono periodicamente controllati in ossequio al Regolamento di Fognatura vigente), i reflui civili hanno linea, trattamento e scarico assolutamente dedicati per cui in quest'ultimo caso non ritengo si possa parlare di *mescolamento*.

Eni raffineria di gela	STORICO (tonn)			Max Cap Prod (tonn)	Autorizz. Regionali e Comunale (mg/l)	Limiti Dlgs n. 152/06 (mg/l)
	2006	2007	2008			
Emissioni in corpi idrici						
Fosforo totale (P)	11	13,6	39,9	5698	10	10
N-NO ₂	2,1	83,6	117,8	382	0,6	0,6
N-NO ₃	108,1	74,9	100,1	9621	20	20
N-NH ₄	173,7	603,9	32,2	9559	15	15
HC totali	7,4	38,5	2,5	3811	5	5
Solfuri (H ₂ S)	1,4	2,3	27,7	950	1	1
Fenoli	0,5	13,5	1,2	285	0,5	0,5
SST	1641,3	1036,7	2441	75972	80 / 35 (*)	80 / 35 (*)
COD	14255,3	4339,1	3648,1	114330	160 / 125 (*)	160 / 125 (*)
BOD ₅	4312,8	855	878,1	33238	40 / 25 (*)	40 / 25 (*)
Portata (Q) media m ³ /h	79980	80398	74449	108407	100500	--

(*) Uscita Biologico Industriale / Urbano

Emissioni	STORICO (tonn)			Max Cap Prod (tonn)	Max Cap Prod (mg/Nm ³)	MTD (mg/Nm ³)	Autorizz. Regionale (mg/Nm ³) - (*)	Limiti DLgs n. 152/06 (mg/Nm ³)
	2006	2007	2008					
Emissioni in atmosfera (**)								
SOx	9035,4	13602,2	12840,2	15570,2	976,5	800-1200	1700 (1630 per CTE - DRS n. 207 del 22/03/2005)	1700
NOx	2596	2634,5	2729,1	3274,3	205,4	250-450	500 (490 per CTE - vedi sopra)	500
Polveri totali (PST)	122,8	172,4	104,2	1178,3	73,9	30-50	80 (50 per CTE - vedi sopra)	80
CO	870	943,7	1235,4	2977,2	186,7	100-150	250	250
VOC _{completate}	15	37	39,5	705,3	44,2	20-50	300	300
H ₂ S	2,9	1,3	3,4	52	3,3	3-5	5 (< 20 mg/Nm ³ per CLAUS)	5
NH ₃ e composti del cloro	22,9	23	13,1	261,8	16,4	20-30	30	30
Portata (Q) media Nm ³ /h	1580265	1621887	1493937	1820110

(*) Autorizzazione Regionale emissioni in atmosfera: "I volumi degli effluenti gassosi si riferiscono ad un tenore di ossigeno del 3% per i combustibili liquidi e gassosi e del 10% per il coke da petrolio, previa detrazione del tenore di vapore acqua."

(**) I valori inseriti nella presente tabella si riferiscono ai cammini "In Bolla" (E1-E23); i rimanenti punti emissivi (di modesta entità) essendo comunque disciplinati da autorizzazioni specifiche.



A.I.A - RAFFINERIA DI GELA

PROPOSTA DI ASSETTO EMISSIVO ALLA MASSIMA

CAPACITA' PRODUTTIVA

Premessa

La Raffineria di Gela nasce negli anni '60 su ispirazione dell'allora Presidente dell'Eni Enrico Mattei allo scopo di sfruttare nel sito le opportunità di lavoro, in una zona particolarmente depressa, emerse a seguito della scoperta nei dintorni di Gela di petrolio grezzo, di caratteristiche molto dense e molto ricche in zolfo e composti solforosi.

La Raffineria viene quindi concepita, progettata e configurata per trattare grezzi molto pesanti ad alto contenuto di zolfo e per produrre prodotti petroliferi leggeri a bassissimo tenore di zolfo come benzine, gasoli e gpl.

Negli anni la Raffineria è stata dotata di impianti di conversione sempre più spinti che ne hanno esaltato la capacità di trasformare greggi di scarsa qualità in prodotti commerciali di caratteristiche merceologiche ed ambientali sempre più elevate ed al passo con la normativa europea di settore.

Allo stato attuale la Raffineria di Gela è posizionata ai massimi livelli europei e internazionali in quanto a grado di conversione e su tale caratteristica si basa il potenziale di redditività del ciclo industriale della Raffineria.

La peculiarità del ciclo di Raffinazione della Raffineria di Gela è costituita dalla presenza dei due impianti di Delayed Coking che costituiscono il cuore del ciclo produttivo e che consentono, tramite l'operazione di craking termico, di ottenere elevate rese in prodotti pregiati a basso tenore di



raffineria di gela

zolfo, come gasoli, benzine e gas, minimizzando la produzione di frazioni petrolifere pesanti e producendo un combustibile solido, il petcoke.

Il petcoke è in gran parte utilizzato come combustibile nelle caldaie della Raffineria per la produzione del vapore e della energia elettrica necessari al ciclo produttivo. Il quantitativo di energia elettrica prodotta in eccedenza rispetto alle esigenze della Raffineria è esportata verso la rete elettrica nazionale.

Il petcoke è uno dei combustibili solidi più utilizzati nell'industria ed è caratterizzato da un elevato potere calorifico e da un basso contenuto di ceneri; la caratteristica del petcoke prodotto dagli impianti della Raffineria di Gela, è quella di avere un elevato contenuto di zolfo in relazione alle caratteristiche dei greggi di provenienza che sono estratti nell'area di Gela.

Per questo motivo la produzione di coke con dette caratteristiche ed il suo utilizzo nel medesimo luogo di produzione come combustibile di alimentazione della centrale termoelettrica integrata negli impianti di raffineria restano il presupposto irrinunciabile per un esercizio redditivo della Raffineria di Gela.

In questo contesto, le caldaie della Raffineria nelle quali si utilizza il petcoke rappresentano una parte del ciclo di lavorazione della Raffineria.

La totale integrazione produttiva della centrale termoelettrica con i restanti impianti della Raffineria, permette di utilizzare i grezzi di elevata densità e tenore di zolfo e risulta alla base della redditività della Raffineria, rendendone competitiva la gestione in un contesto che per altri versi sarebbe oltremodo sfavorevole, vista la posizione geografica rispetto ai mercati di riferimento per i prodotti petroliferi.



L'assetto autorizzativo e le azioni per il controllo delle emissioni in atmosfera.

All'inizio degli anni '90 in ottemperanza della normativa europea in materia di qualità dell'aria e della normativa italiana di recepimento (DPR 203/88 ed in particolare D.M. 12 Luglio 1990 "*Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori limiti di emissione*"), la Raffineria di Gela, allora parte della Società Praoil, avvia il percorso di adeguamento del proprio assetto emissivo ai livelli previsti per le Raffinerie di Petrolio.

In considerazione dei valori limiti previsti dai documenti citati, decisamente inferiori ai valori di emissioni fino ad allora autorizzati, si rendeva necessaria la realizzazione di una serie di interventi di notevole entità, in modo da adeguare le emissioni della Raffineria nella tempistica prevista dalle stesse leggi.

La problematica maggiore era ovviamente costituita dalle emissioni della Centrale Termoelettrica in quanto, utilizzando il coke ad alto tenore di zolfo come combustibile prevalente era, di fatto, l'impianto dell'intera Raffineria che emetteva all'atmosfera il maggior carico di inquinanti (SO₂, NO_x e Polveri).

Le principali tecniche adottate dall'industria per rispettare i limiti connessi all'inseverimento della legislazione ambientale, erano sostanzialmente di due tipi: l'utilizzo di combustibili più pregiati a basso tenore di zolfo o l'abbattimento degli inquinanti presenti nei fumi di combustione con interventi "end of pipe".

In questo scenario infatti, molte centrali termoelettriche di produzione di energia sono state fermate in quegli anni, convertite a combustibili pregiati o dotate di impianti di desolforazione dei fumi, opzione questa utilizzata da tutte le centrali termoelettriche alimentate a carbone e anche da alcune alimentate ad olio combustibile ad alto tenore di zolfo.

Per la Raffineria di Gela l'opzione dell'utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo come ad esempio metano, non era perseguibile in quanto, per le motivazioni riportate in premessa, avrebbe



raffineria di gela

comportato l'impossibilità di utilizzare i grezzi pesanti nazionali che vengono estratti direttamente nell'area di Gela e in altri campi siciliani e avrebbe compromesso irrimediabilmente la redditività del ciclo industriale così come inizialmente concepito.

Si è quindi scelta l'unica opzione perseguibile cioè quella di dotare la Centrale Termoelettrica di un impianto di depurazione fumi allineato alle migliori tecniche disponibili in modo che il livello emissivo della Raffineria nel suo complesso (cosiddetta "bolla di Raffineria") rispettasse i limiti previsti dalla normativa applicabile alle Raffinerie di Petrolio.

Il disposto autorizzativo che ha consentito la prosecuzione delle emissioni in atmosfera, rilasciato dalla regione Sicilia a valle di molteplici audizioni tecniche con la società richiedente, si basa su tale approccio e prevede pertanto il rispetto di **un unico limite**, espresso in concentrazione per gli inquinanti SO₂, NO_x e Polveri, relativo alla bolla complessiva di tutta la Raffineria (SO₂ < 1.700 mg/Nmc; NO_x < 500 mg/Nmc; Polveri < 80 mg/Nmc).

I limiti a carico della Centrale Termoelettrica risultano ⁽¹⁾:

- SO ₂ :	1.621	mg/Nmc
- NO _x :	487	mg/Nmc
- Polveri:	60	mg/Nmc
- Portata fumi di combustione:	1.785.000	Nmc/h.

⁽¹⁾ Le concentrazioni alle emissioni derivanti dalla combustione del combustibile solido (pet-coke) sono riferite ad un tenore di O₂ di riferimento pari al 10 % in ossequio al Decreto Autorizzativo emanato dalla Regione Sicilia.

Come già accennato, per poter traguardare i limiti emissivi suddetti fu adottato un piano di adeguamento basato sull'installazione di un impianto di abbattimento degli inquinanti presenti nei fumi di combustione provenienti dalle caldaie di CTE alimentate a petcoke. Venne individuata come più appropriata ed allineata alle Migliori Tecniche Disponibili la tecnologia denominata SNOx, estremamente innovativa rispetto a quelle più consolidate nel periodo (ad es. Wellman Lord e processi a calce), in quanto permetteva una depurazione dei fumi senza produzione di reflui o

Commento [gb1]:



raffineria di gela

rifiuti solidi di alcun genere, se non di acido solforico, utilizzabile all'interno dello stesso ciclo produttivo della Raffineria e commercializzabile come prodotto per l'industria chimica.

Tale peculiarità impiantistica, accoppiata a valori di abbattimento notevoli (94% per l'SO₂, 90% per l'NOx e 98% per le polveri), determinò il convincimento da parte del management Eni che l'investimento per l'impianto SNOx fosse il più appropriato nonostante il suo elevato costo di investimento (circa 300 miliardi di vecchie lire, pari al doppio di qualsiasi altro tipo di impianto di abbattimento dell'epoca) ed il carattere sperimentale della tecnologia.

Oggi si può senza dubbio affermare che l'impianto SNOx rappresenta una vera e propria pietra miliare nel campo della depurazione fumi, divenendo esso stesso elemento di riferimento nell'applicazione delle "Best Available Techniques" (vedi par. 4.23.8 Doc. BREF Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - December 2001).

L'impianto si presentava di costo così elevato anche perché, dovendo trattare la grande quantità di fumi provenienti dalle 3 caldaie a coke, ca 1 MNmc/h, era costituito da condotti ed apparecchiature di notevoli dimensioni da realizzare con materiali speciali resistenti alla corrosione per la presenza di gas acidi nel processo di trattamento.

Le basi di progetto adottate per l'impianto SNOx tengono conto quindi dei limiti previsti dall'autorizzazione regionale ed anche delle caratteristiche dell'area ove l'impianto doveva essere realizzato. L'impianto infatti doveva necessariamente essere ubicato in vicinanza della Centrale per limitare pressioni e dimensioni dei condotti, e si doveva pertanto gestire la complessità del layout visto che le aree limitrofe erano occupate dalle strutture di raffineria pre-esistenti.

In considerazione dei vincoli e dei limiti suddetti l'impianto SNOx è sorto piuttosto compatto, con una disposizione prevalentemente "verticale", offrendo prestazioni garantite già al massimo dell'ottenibile in ciascuna delle sue apparecchiature principali: scambiatore fumi depurati/non depurati, catalizzatori SO₂ ed NOx, torre di condensazione acido solforico, sistema di raffreddamento ad acqua mare.



raffineria di gela

In definitiva l'impianto SNOx non presenta margini per interventi di revamping e non è pertanto possibile incrementarne le performance, nè in termini di portata di trattamento fumi, nè in termini di efficienza di abbattimento, peraltro già molto elevate .

Tuttavia, dopo alcuni anni di esercizio la Raffineria ha volontariamente attuato un importante intervento di miglioramento apportando una modifica impiantistica al camino quadricanne pre-esistente, che ha consentito di ridurre ulteriormente il quantitativo di inquinanti emessi all'atmosfera dalle caldaie della Centrale.

Infatti per motivi tecnologici e di sicurezza operativa la progettazione iniziale dell'impianto prevedeva che una aliquota di fumi provenienti dalle caldaie a coke, quindi non trattata nell'impianto SNOx, dovesse continuare a fluire nel pre-esistente camino quadricanne.

Le basi progettuali dell'impianto SNOx prevedevano infatti la depurazione dei fumi delle 3 caldaie a coke, mediante aspirazione dai condotti preesistenti originariamente convogliati su 3 delle 4 canne dell'esistente camino quadricanne, laddove la quarta canna era adibita alle due restanti caldaie non alimentate a coke, bensì a fuel oil e gas.

Il flusso dei fumi di combustione si bilanciava in modo tale che ca 40.000 Nmc/h di fumi di ciascuna caldaia a coke continuavano a fluire nel pre-esistente camino quadricanne in modo da garantire il mantenimento di un livello di temperatura necessario per il tiraggio richiesto in caso di fermata e/o up-set dello SNOx.

Tale soluzione progettuale avrebbe evitato intempestive fermate di caldaia, con possibili ripercussioni sull'intera Fabbrica. Infatti eventuali fuori servizi dello SNOx, specie se improvvisi, avrebbero obbligato ad una deviazione immediata dei fumi alle vecchie canne che, se trovate "fredde" non precedentemente flussate in temperatura, non sarebbero state in grado di assicurare il necessario tiraggio di aspirazione degli stessi fumi con la reale possibilità di innesco di pericolosi transitori nel regime pressorio delle camere di combustione delle caldaie e quindi di blocchi intempestivi.

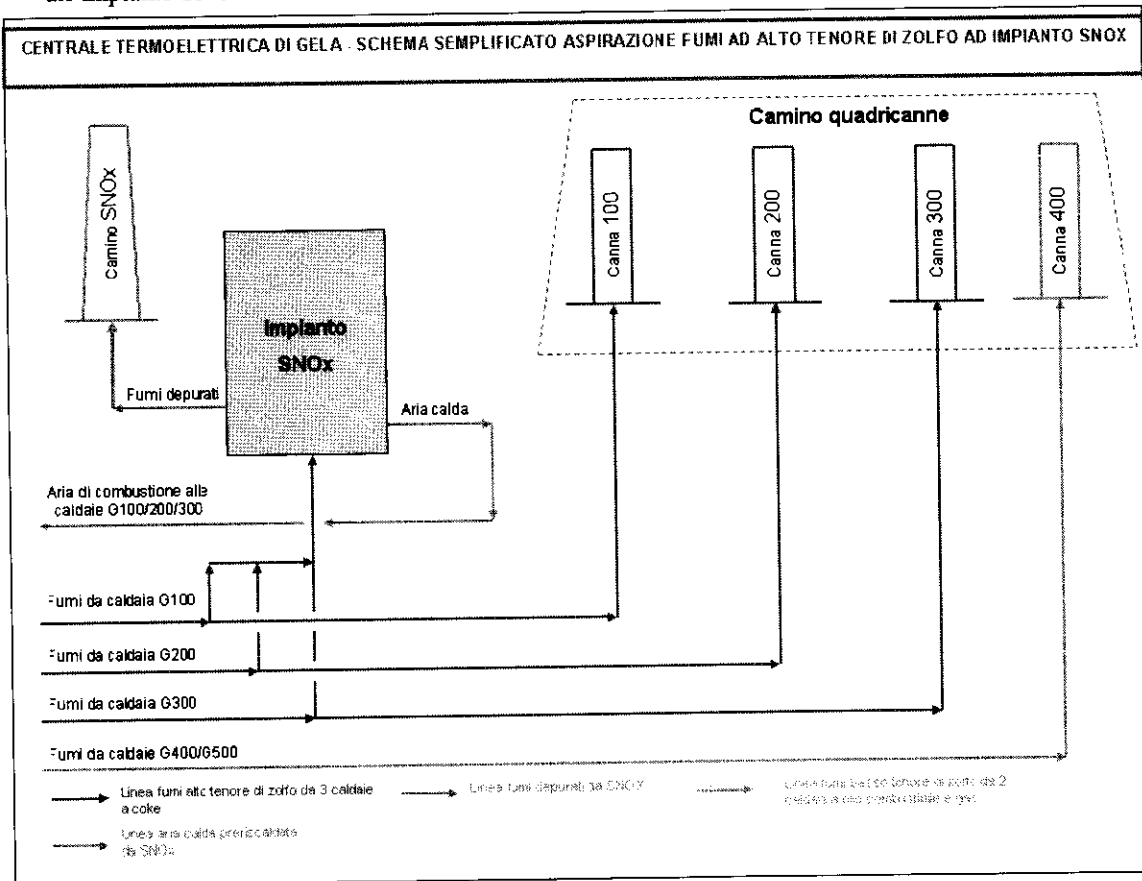


raffineria di gela

Inoltre il flussaggio in continuo in temperatura delle canne avrebbe evitato che i mattoni costituenti le pareti delle stesse venissero sfaldati e/o distrutti a causa di shock termici dovuti all'arrivo improvviso ed istantaneo di fumi caldi, eventualmente provenienti dallo SNOx in up set, su pareti fredde non flussate.

Il rovescio della medaglia consisteva nel fatto che, dovendosi obbligatoriamente operare il "flussaggio" delle 3 canne del camino pre-esistente, con i fumi *da coke* non depurati provenienti dalle corrispettive caldaie, l'emissione di tali 3 canne veniva a dar luogo ad uno dei maggiori contributi nel quadro emissivo della Raffineria seppur sempre nei limiti previsti in effetto bolla dal decreto autorizzativo.

Nella figura che segue si riporta sinteticamente lo schema di aspirazione dal camino quadricanne all'impianto SNOx dei fumi ad alto tenore di zolfo delle caldaie a coke G100/G200/G300.



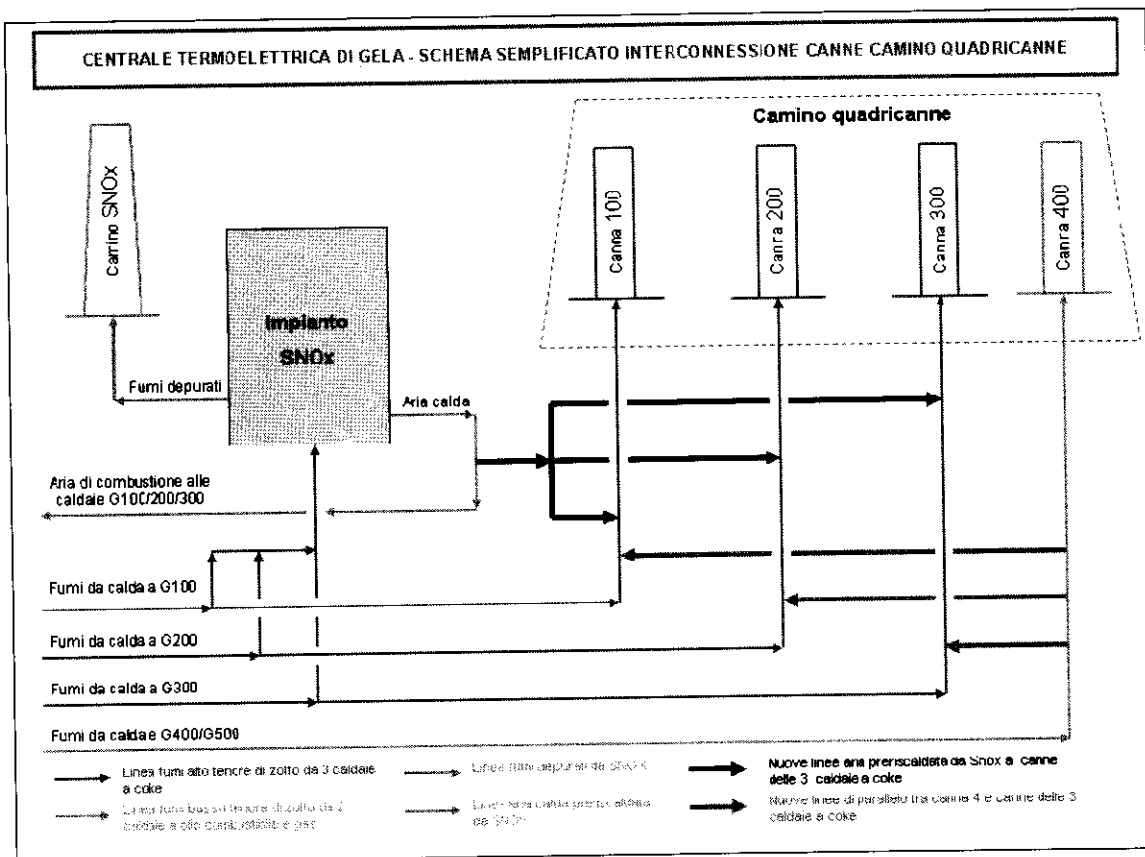


raffineria di gela

Per ovviare a quanto sopra si è pensato allora di collegare le 3 canne del camino pre-esistente, in cui sono presenti i fumi solforosi delle caldaie a coke, con la 4^a canna alimentata con i fumi meno solforosi provenienti dalle caldaie non a coke, nonché di inviare un flusso di aria calda in esubero proveniente dalla sezione di preriscaldamento dell'impianto SNOx.

La soluzione adottata determina un diverso bilanciamento dei flussi con il risultato di massimizzare l'afflusso dei fumi a più elevata concentrazione di inquinanti, provenienti dalle caldaie alimentate a coke, verso l'impianto di trattamento SNOx, spazzandoli dal camino pre-esistente tramite aria in esubero dallo SNOx e con i fumi meno solforosi provenienti dalle caldaie 400 e 500, alimentate a olio e gas.

Nella figura che segue si riporta sinteticamente la miglioria apportata.





raffineria di gela

I significativi miglioramenti in termini di carico emissivo hanno consentito di proporre in sede di domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale un assetto emissivo alla Massima Capacità Produttiva dell'intera Raffineria con valori molto più contenuti rispetto a quelli previsti dall'attuale decreto autorizzativo rilasciato dalla Regione Sicilia e dal Testo unico in materia ambientale (DLgs n. 152/2006) per le Raffinerie di petrolio.

Assetto emissivo proposto alla MCP nella domanda di AIA per la Centrale Termoelettrica ⁽²⁾:

- SO₂ 1.052 mg/Nmc, inferiore del 35% rispetto al precedente 1.621 mg/Nmc;
- NO_x 180 mg/Nmc, inferiore del 63% rispetto al precedente 487 mg/Nmc;
- Polveri 44 mg/Nmc, inferiore del 27% rispetto al precedente 60 mg/Nmc.

⁽²⁾ Anche per tale assetto pro AIA le concentrazioni alle emissioni derivanti dalla combustione del pet-coke sono riferite ad un tenore di O₂ di riferimento pari al 10 % come previsto dal D.A. Regionale.

La Raffineria di Gela ha quindi autonomamente attuato quanto era tecnicamente possibile per attenuare l'impatto delle proprie emissioni sulla qualità dell'aria, intervenendo in particolare sulle emissioni provenienti dalle caldaie della raffineria, attestandosi oggi su valori allineati rispetto a quanto previsto dal DM "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – categoria Raffinerie di Petrolio" in materia di prestazioni ambientali conseguibili con le migliori tecniche disponibili.



Conclusioni

La Centrale Termoelettrica è un impianto strettamente integrato nel ciclo della Raffineria, che utilizza il petcoke, l'olio combustibile ed il fuel gas di raffineria autoprodotti, al fine di produrre vapore ed energia elettrica essenziali all'esercizio della Raffineria e al mantenimento delle necessarie condizioni di sicurezza e di autosufficienza energetica.

La presenza della Centrale termoelettrica consente quindi di valorizzare la produzione del combustibile petcoke e di ottimizzare il quadro emissivo connesso al mix di combustibili utilizzato. Per queste motivazioni le caldaie della centrale termoelettrica unitamente all'impianto di abbattimento SNOx sono da considerare impianti di combustione da inserire, come gli altri presenti in raffineria, nell'effetto bolla delle emissioni, come peraltro previsto dall'art. 273 comma 13.

Per quanto già precisato nella presente nota non vi sono possibilità di attuare interventi di ulteriori e significative riduzioni dei valori di emissione, senza apportare modifiche sostanziali al ciclo produttivo della Raffineria compromettendone l'essenziale requisito di redditività e di sostenibilità economica.

Tali modifiche dovrebbero necessariamente prevedere l'utilizzo di differenti tipologie di greggi (da "pesanti" a "leggeri"), snaturando di fatto l'attuale processo produttivo della Raffineria basato sulla valorizzazione dei greggi indigeni e peggiorando irrimediabilmente qualsiasi indice di *performance*.

Tuttavia la Raffineria, pur ritenendo che il livello emissivo attuale del proprio ciclo produttivo è allineato alle migliori tecniche disponibili applicabili nel contesto della Raffineria di Gela, intende proporre alla Commissione AIA un ulteriore miglioramento dell'assetto emissivo.

Tale miglioramento basato su una ottimizzazione del mix dei combustibili, che comporta un sensibile aumento dei costi operativi, consentirebbe di trarre, alla Massima capacità della



Raffineria, i limiti riportati nelle tabelle seguenti che la Raffineria considera non ulteriormente comprimibili.

Limiti espressi in concentrazione

Macro Inquinante	Limiti riportati in istanza AIA per Centrale Termoelettrica mg/Nmc ⁽¹⁾	Nuovi limiti proposti per Centrale Termoelettrica mg/Nmc ⁽¹⁾	Limiti Bolla complessiva di Raffineria riportati in istanza AIA mg/Nmc ⁽²⁾	Nuovi limiti Bolla complessiva di Raffineria mg/Nmc ⁽²⁾
SOx	1.300	1.000	1.105	900
NOx	225	200	235	218
PST	55	50	85	80

- (1) Per una più congruente interpretazione della tabella, anche le concentrazioni limite alle emissioni a carico della Centrale Termoelettrica riportati nell'istanza AIA presentata (II colonna), così come quelli proposti (III colonna), derivanti dalla combustione del pet-coke sono stati riferiti ad un tenore di O₂ di riferimento pari al 6% come previsto dal Dlgs 152/06. I valori riportati nella II colonna risultano coerenti con quelli già presentati per la Centrale Termoelettrica nella relativa scheda B.7.2 che risultano essere per SO₂, NOx e PST rispettivamente pari a 1.052 mg/Nmc, 180 mg/Nmc e 44 mg/Nmc in quanto gli stessi sono stati calcolati, per la quota derivante dalla combustione del pet-coke, con un tenore di O₂ di riferimento pari al 10% in coerenza con il decreto autorizzativo Regionale.
- (2) Le concentrazioni sono calcolate come rapporto della sommatoria delle masse inquinanti emesse e la somma dei corrispondenti volumi (ciascuno al tenore di % O₂ di riferimento per essi previsto - 6% per combustibili solidi, 3% per liquidi e gas) delle emissioni da tutti i camini della Raffineria (CTE compresa). I valori restituiti nella IV colonna risultano coerenti con quelli già presentati in AIA per la bolla complessiva di Raffineria che risultano essere per SO₂, NOx e PST rispettivamente pari a 977 mg/Nmc, 206 mg/Nmc e 74 mg/Nmc in quanto gli stessi sono stati calcolati, per la quota derivante dalla combustione del pet-coke in CTE, con un tenore di O₂ di riferimento pari al 10% in coerenza con il decreto autorizzativo Regionale.

Nuovi limiti espressi come valore complessivo del flusso di massa su base annua

Inquinante	Ton/anno
SOx	12.700
NOx	3.080
PST	1.140



raffineria di gela

Si specifica inoltre che in occasione di fermate prolungate [per manutenzione programmata (periodicità ca 3 / 4 anni) e/o up-set] dell'impianto depurazione fumi della Centrale Termoelettrica (SNOx), la Raffineria procederà adottando le misure più opportune per la ottimizzazione dei combustibili in alimentazione all'impianto anche mediante sostituzione degli stessi (pet coke autoprodotta con pet coke BTZ, olio combustibile con olio combustibile BTZ) al fine di ridurre al minimo possibile l'impatto emissivo.

In tali condizioni di *esercizio anomalo*, i limiti emissivi traguardabili dalla Raffineria sono esclusivamente quelli della bolla complessiva riportati nella Sezione 1 Parte IV dell'allegato I alla parte quinta del DLgs. 152/06, fermo restando il vincolo complessivo espresso come flusso di massa annuale.

raffineria di gela



Descrizione Torce Raffineria di Gela

raffineria di gela

Le apparecchiature di raffineria (unità di separazione e di purificazione, colonne di distillazione, reattori di conversione, ecc.) sia per la natura idrocarburica sia per lo stato fisico (liquido e gassoso, a differenti pressioni e temperature) delle sostanze trattate possono allontanarsi dai valori di pressione che costituiscono l'equilibrio ottimale che garantisce la piena sicurezza degli impianti.

Il processo di raffinazione tende, infatti, per sua natura ad accumulare gas e/o vapori e a determinare un innalzamento di pressione nei volumi delle unità di processo e delle apparecchiature ausiliare a queste asservite, nei polmoni di separazione e nei condotti di collegamento e di movimentazione dei fluidi.



L'accumulo di vapori/gas e l'innalzamento di pressione può creare, in assenza di adeguati sistemi di sicurezza e di controllo ambientale, un potenziale rischio di esplosioni e di incendio per eliminare il quale le raffinerie debbono adottare una serie di sistemi preventivi di sicurezza la cui finalità è quella di ripristinare le condizioni di equilibrio (e dunque di sicurezza) ottimali riportando la pressione dei gas a valori sicuri.

E' necessario ricordare che le apparecchiature presenti in una raffineria sono generalmente progettate per resistere, rispetto alle normali condizioni di esercizio, a pressioni superiori del 30-40%.

Tuttavia, in una logica di prevenzione, i sistemi di sicurezza di una raffineria intervengono ben prima dei valori di pressione del 30-40 % (i quali pertanto non saranno mai raggiunti) garantendo un presidio che assicura che non siano mai superati ulteriori valori predefiniti di pressione che sono inferiori rispetto a quelli il cui superamento determinerebbe un rischio concreto di cedimento dei materiali.

Inoltre, i sistemi di sicurezza, proprio in considerazione della propensione di una raffineria ad allontanarsi naturalmente dalle sue condizioni di equilibrio, sono a presidio dell'intera attività industriale e, dunque, anche delle operazioni cosiddette ordinarie e *routinarie*, assumendo l'ipotesi, sempre in una logica di prevenzione, che il potenziale rischio di esplosioni e di incendio possa essere presente a tutte le operazioni che si svolgono all'interno di una raffineria.

raffineria di gela

L'intera attività industriale, in ossequio al principio di precauzione, è, dunque, collocata il più lontano possibile da situazioni di pericolo mediante l'adozione di presidi di sicurezza in grado di intervenire anche su quei scostamenti dalle condizioni di equilibrio ottimali che, pur non essendo rilevanti e, dunque, assolutamente privi di un rischio concreto e reale, se non riportati nel loro giusto *range* di accettabilità, potrebbero con il tempo divenire rilevanti.

La presenza di sistemi di sicurezza che presidiano ininterrottamente la quotidianità della vita industriale in tutte le sue componenti con riguardo a qualsiasi scostamento dei valori di pressione (anche quello del tutto marginali) dalle condizioni di equilibrio ottimali, rende una raffineria intrinsecamente sicura.



In estrema sintesi si può, dunque, dire che l'esigenza di sicurezza propria e specifica di una raffineria è di riportare all'equilibrio ottimale e sicuro i valori di pressione dei gas e dei vapori in essa contenuti.

Come indicato dalle migliori tecnologie disponibili e dal legislatore tale esigenza viene soddisfatta dotando una raffineria di un sistema di sicurezza e di controllo ambientale costituito da valvole di sicurezza, collettori di BLOW-DOWN (B.D.), sistemi di recupero dei gas scaricati nei collettori di B.D. denominati GARO e torce.

In particolare, quando si verificano situazioni di sovrappressione superiori alle condizioni di equilibrio, le valvole di sicurezza (PSV) si attivano automaticamente spurgando nella linea BLOW-DOWN l'eccesso di gas che ha determinato la sovrappressione.

Le raffinerie sono, inoltre, dotate di sistemi di bilanciamento della pressione gas costituiti da valvole di regolazione (PC o PCV) atti ad evitare l'intervento non controllato e di maggiore entità di scarico verso le torce mediante gli organi automatici di sicurezza (PSV).

Le PSV si attivano quando vi sono discostamenti rilevanti dall'equilibrio ottimale della raffineria le PC/PCV si attivano quando vi sono discostamenti non rilevanti i quali tuttavia, in una logica di prevenzione, devono essere gestiti sotto il profilo della sicurezza.

I gas inviati al BLOW-DOWN vengono poi successivamente aspirati dall'impianto GARO allo scopo di recuperarli all'interno del ciclo produttivo della raffineria.

Non esiste tuttavia una tecnologia che, allo scopo di riportare alle condizioni ottimali di equilibrio una raffineria, consente di recuperare sempre in qualsiasi condizione anomala o di

raffineria di gela

emergenza tutto il gas in eccesso e, per tale ragione, tutte le raffinerie debbono prevedere una torcia di combustione alla quale sono inviati i gas di BLOW-DOWN non recuperabili dall'impianto GARO.

Come abbiamo accennato e come vedremo più diffusamente in seguito, occorre ricordare che a livello internazionale le MTD (Migliori Tecnologie Disponibili) raccomandano l'invio verso BLOW-DOWN e l'impianto GARO di flussi idrocarburici e, per la quota parte non recuperabile, verso la torcia, per la ragione che, altrimenti, tali flussi, per le loro condizioni fisiche, andrebbero esclusivamente e direttamente tal quali in atmosfera.

Infatti le valvole di sicurezza, il BLOW-DOWN e l'impianto GARO sono un sistema chiuso: la torcia che è parte integrante del sistema è, oltre ad un dispositivo di sicurezza insostituibile, anche un sistema di disinquinamento ambientale in assenza del quale i gas in eccesso andrebbero tal quali in atmosfera senza alcun preventivo trattamento in pieno contrasto con le MTD.



Le principali condizioni operative di interessamento del sistema BLOW-DOWN/torce e l'andamento tipico del funzionamento delle torce di Raffineria.

Come abbiamo detto il sistema di BLOW DOWN/torce, unitamente alle PSV e alle PC/PVC realizza un'azione correttiva di pronto ripristino delle condizioni normali e sicure.

La pressione di apertura delle valvole di sicurezza è molto più bassa del livello di pressione pericolosa, perché l'intervento correttivo di sicurezza deve caratterizzarsi per prontezza.

In particolare, tutte valvole di sicurezza – la cui taratura è periodicamente verificata dagli Organi di controllo – si aprono automaticamente, senza intervento dell'operatore, ogni qualvolta venga raggiunto il valore di pressione prefissato. In questo modo parte dei gas che creano la sovrappressione viene rilasciata, consentendo il ripristino dei valori di esercizio in sicurezza degli impianti protetti.

La verifica periodica delle valvole di sicurezza (PSV) è una delle più delicate attività previste dalla normativa in vigore ai fini della corretta manutenzione degli impianti. La revisione e taratura delle PSV prevede il rilascio di un certificato finale da parte della ditta

raffineria di gela

che esegue la verifica ed eventualmente un certificato dell'Ente preposto (ASL, ISPELS o altro Organismo notificato).

I principali componenti del sistema di BLOW-DOWN sono:

a) collettore: è il condotto di raccolta e movimentazione di tutti gli scarichi da inviare a combustione; b) separatore di gocce : assicura la dovuta separazione liquido/vapore, dovendosi evitare l'arrivo al terminale di combustione di quantità apprezzabili di liquido; c) guardia idraulica: impedisce l'ingresso d'aria e la propagazione della fiamma dal terminale torcia al collettore; d) camino di torcia : assicura l'altezza necessaria perché strutture e personale operativo nell'immediato intorno non ricevano danno per irraggiamento termico, e per la dispersione dei reflui gassosi in caso di accidentale spegnimento della torcia; e) arrestatore d'aria: impedisce l'ingresso di aria dal terminale di combustione al camino, evitando possibili formazioni di miscele esplosive; f) terminale di combustione: permette la corretta combustione dei reflui gassosi, assicurando le dovute condizioni di eccesso d'aria, di trattenimento di fiamma. Esso in particolare consente l'abbattimento di COV e minimizza la formazione di CO; g) bruciatori pilota: provvedono all'innesco sicuro della combustione; h) sistema di gas di purga: costituisce, assieme all'arrestatore d'aria, lo "sbarramento" all'entrata di aria dal terminale di combustione al sistema di torcia; i) sistema "smokeless": determina una combustione completa ed in assenza di fumo, tramite iniezione di aria, vapore o acqua nella zona di combustione.

Il sistema di cui abbiamo dato una sintetica descrizione deve essere presente e attivo anche nei casi di ordinaria gestione degli impianti e deve intervenire anche quando vi siano minimi scostamenti dall'equilibrio ottimale in cui si dovrebbe trovare una raffineria.

Posto, inoltre, che una raffineria tende naturalmente a discostarsi dal suo ottimale equilibrio, discende che non è possibile preventivamente stabilire quando si verificheranno tali scostamenti e soprattutto quali e quanti scostamenti si verificheranno; è infatti grande il numero delle apparecchiature dell'impianto e complessa è l'articolazione del processo, di tipo sequenziale e con molte interconnessioni anche di riciclo e trasversali e, dunque, in una linea di BLOW-DOWN di una raffineria possono essere immessi gli sfiati di migliaia di dispositivi di sicurezza.



raffineria di gela

Le tipiche situazioni che possono determinare scostamenti (anche minimi) dall'equilibrio ottimale della raffineria possono essere:

a. le operazioni di fermata, svuotamento e bonifica impianto, che comportano fasi che per motivi di sicurezza ed ambientali prevedono l'interessamento del BLOW-DOWN quando la fase di depressurizzazione ha fatto scendere la pressione al di sotto di valori che impediscono l'invio dei flussi ad utenze diverse dal BLOW-DOWN (es. rete fuel gas) . A questo proposito occorre ricordare che viene sempre raccomandato dalle MTD (Migliori Tecnologie Disponibili) l'invio verso BLOW-DOWN di flussi idrocarburici che altrimenti, per le loro condizioni fisiche, potrebbero andare esclusivamente in atmosfera. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente;

b. le operazioni di bonifica ed avviamento impianto. Rientrano in questa categoria le operazioni di riscaldamento ed innesco delle pompe, il flussaggio con azoto di linee e strumentazione, lo spiazzamento delle apparecchiature dall'aria. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza degli impianti;

c. sistemi di bilanciamento della pressione con interventi di valvole di regolazione della pressione (PC o PCV) atti ad evitare l'intervento non controllato e di maggiore entità di scarico verso le torce mediante organi automatici di sicurezza (PSV). Tale modalità è prevista dalle MTD come minimizzazione dell'invio di gas in torcia unitamente al sistema di recupero gas GARO della Raffineria di Gela. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti legata alla gestione ordinaria degli stessi;

d. situazioni di transitorio, in cui le condizioni di variazione assetto impiantistico possono generare scarichi di gas idrocarburici in eccesso rispetto a quelli normalmente gestiti durante le fasi stazionarie del processo. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti e alla tutela dell'ambiente;

e. situazioni di emergenza parziale o generale ove vengono interessati i flussi verso BLOW-DOWN e torce di uno o più impianti, in funzione della tipologia ed importanza dell'emergenza in atto (errore di manovra, emergenza su singolo impianto, mancanza di aria strumenti, acqua di raffreddamento, energia elettrica,



raffineria di gela

incendio localizzato o diffuso, etc). A questo fine gli impianti sono progettati con apposite valvole di sicurezza (PSV - *Pressure Safety Valve*) che proteggono tutte le apparecchiature, e con sistemi, ove previsto, di depressurizzazione rapida, attivabili manualmente od automaticamente, che intervengono al fine di prevenire evoluzioni dannose di eventuali anomalie impiantistiche. Tali operazioni sono attinenti all'emergenza degli impianti e alla tutela dell'ambiente.

Per essere ancora più schematici, prendendo in esame il funzionamento di un sistema di B.D. di raffineria, questo è caratterizzato da andamenti di portata riconducibili a tre fondamentali tipologie di eventi che possono essere ricondotte alle operazioni sopra esemplificate. In particolare le tipologie dei flussi di portata possono essere così illustrati:

- a. un flusso continuo con frequenti ma limitate oscillazioni; tale flusso è dovuto al contributo degli inevitabili trafiletti dei dispositivi di sicurezza più sensibili, con intensità di scarico e durata di apertura limitata ma con elevata frequenza di apertura (tipologia 1). Attesa l'alta frequenza di apertura e l'elevato numero dei dispositivi di sicurezza collegati alla linea di BLOW-DOWN, e tenuto altresì conto dell'apporto di possibili trafiletti in continuo da valvole di sicurezza il risultato globale (a meno dei picchi di alta intensità) è una portata continua di gas pressoché costante che è di norma controllata mediante il sistema di aspirazione e compressione GARO che consente di re-immettere il gas nel ciclo produttivo della Raffineria senza scarico in torcia;
- b. cuspidi raffiguranti spurghi di breve durata, ma di elevatissima intensità (fino a 10000 Kg/h), generalmente riconducibili all'attivazione di dispositivi di sicurezza, di maggiore portata (tipologia 2);
- c. profili più o meno frastagliati di durata consistente e con intensità ben maggiore (migliaia di Kg/h di portata) di quella di soglia, ricollegabili ad avarie che comportano la necessità di evacuare il flusso gassoso da una apparecchiatura per tutto il tempo occorrente per la riparazione del guasto e/o per l'intercettazione a monte della fonte generatrice del flusso. Queste situazioni hanno frequenza di accadimento bassa, dell'ordine di pochi eventi per anno, ma comportano lo scarico



raffineria di gela

di portate significative nel sistema di B.D. solo in parte controllabili dal sistema GARO, e che pertanto non possono che confluire verso le torce per lo scarico in sicurezza previa combustione dei gas (tipologia 3).

Le torce rappresentano quindi un sistema di sicurezza e di controllo ambientale che è stato "ritagliato" dal progettista sulla tipologia di sicurezza di cui la natura di una raffineria ha bisogno ossia di una sicurezza preventiva in grado di intervenire anche sui minimi scostamenti di pressione.

Il dimensionamento del sistema di BLOW-DOWN e torcia, e in particolare del collettore di convogliamento, tiene conto, infatti, delle condizioni di scarico di ciascuna valvola di sicurezza o circuito collegato per ogni possibile condizione di potenziale scarico, i valori massimi di contropressione accettabili nel collettore in corrispondenza di ciascun dispositivo di sicurezza, le possibili concomitanze di scarico.

Le torce rappresentano quindi un sistema di abbattimento dei gas idrocarburici scaricati nel sistema di B.D. mediante combustione previsto ed imposto dalla legge e che rappresenta quanto di meglio la tecnologia può offrire per le situazioni anomale e di emergenza sopra descritte.

Il sistema BLOW-DOWN/torce deve essere attivato ogni qualvolta si verifica una situazione che impone di intervenire in termini preventivi per la sicurezza della raffineria ossia in ogni caso in cui si verificano anche minimi scostamenti dalla situazione di equilibrio ottimale.

Detto in altri termini il sistema, come qualsiasi altro sistema di sicurezza, interviene in situazioni imprevedibili e non programmabili, altrimenti non sarebbe un sistema di sicurezza.

Il sistema di BLOW-DOWN/ torce è la migliore tecnologia disponibile

Quanto abbiamo sopra detto circa le modalità, il funzionamento, la dinamica gli scopi del sistema BLOW-DOWN/torce è confermato, oltre che dalla letteratura scientifica internazionale, anche "ufficialmente" dal documento comunitario di riferimento, noto col nome di BRef (Best Available Techiques (BAT) Reference Document) emanato dall'Ufficio



raffineria di gela

Il sistema delle BLOW-DOWN/torce della Raffineria di Gela e la sua conformità alle migliori tecnologie disponibili.

Il sistema di BLOW-DOWN/torce utilizzato dalla Raffineria di Gela è conforme con quanto prescritto dalle migliori tecnologie disponibili. Si può facilmente giungere a tale conclusione esaminando in estrema sintesi gli impianti utilizzati dalla Raffineria di Gela.

Il BLOW-DOWN della Raffineria di Gela è costituito da una rete di tubazioni che collegano le valvole di sicurezza degli impianti presenti nel sito ad un collettore principale e convogliano i gas scaricati ad un sistema di quattro compressori di recupero (GARO) i quali inviano il gas recuperato a desolfurazione per la successiva immissione nel circuito di gas combustibile di stabilimento (Rete Fuel), consentendone il riutilizzo.

Quando la quantità di gas scaricato al collettore BLOW-DOWN supera la capacità dei compressori di recupero si ha emissione attraverso le torce.

Pertanto, nel caso di condizioni di emergenza limitate, quando cioè la maggior parte degli impianti resta in condizioni di marcia normale, i compressori di recupero consentono di minimizzare/annullare l'emissione di correnti gassose direttamente alle torce.

Le torce sono protette a monte da dispositivi (Knock Out Drums-V1, V2, V3) che hanno la funzione di trattenere e separare eventuali goccioline di liquido contenute nel gas scaricato dal sistema BLOW-DOWN.

Le torce asservite al BLOW-DOWN della Raffineria di Gela sono di tipo "elevato", nelle quali il bruciatore è installato sulla sommità di un tubo di fiamma, sorretto da una struttura a travatura reticolare.

Si riporta di seguito una tabella descrittiva delle torce della Raffineria di Gela:

raffineria di gela

Torcia	Seq. Int.	Portata max di sfioro (t/h)	Riser (inches)	TIP (inches)	Tipo	Altezza (m)	Battente idr. di inizio sfioro (kg/cm ²)
D ₁	I	12	8"	6"	Smokless	152	0,03
C	II	671	44"	42"	Smokless (fino a 32 t/h)	62	0,042
D	III	800	52"	50"	Non Smokless	152	0,07
B	IV	671	44"	42"	Non Smokless	62	0,1295



Le torce D e D1 insistono sulla medesima struttura.

Ciascuna torcia è dotata di un bruciatore pilota, posto sulla sommità del tubo di fiamma ed alimentato con gas desolfurato, che garantisce la presenza costante della fiamma pilota.

Ciascuna torcia è inoltre dotata di una "guardia idraulica" avente la duplice funzione di isolare la stessa dai collettori d'adduzione, e di regolarne la sequenza d'intervento in funzione della pressione sul collettore, per governare anomalie di entità diverse.

Al fine di evitare pericolosi rientri d'aria alla sommità delle torce, dovuti al fatto che l'aria ha massa molecolare più alta di quella di molti composti idrocarburici che possono essere scaricati dai vari impianti, vi è un sistema di flussaggio continuo con azoto, definito "Molecular seal".

L'altezza delle torce -che garantisce la efficiente dispersione di calore e dei prodotti di combustione-, la qualità del gas scaricato dagli impianti, la transitorietà e sporadicità delle emergenze, non inducono alcuna apprezzabile immissione di inquinanti nell'ambiente, come peraltro rilevato in occasione delle emergenze dalla Rete di Rilevamento della qualità dell'aria.

Inoltre le torce D1 e C, le prime ad entrare in funzione in caso di emergenza, sono dotate di sistema smokeless che prevede l'utilizzo di vapore al fine di migliorare la combustione ed evitare la produzione di fumo nero. Si evidenzia che è tecnicamente possibile adottare il sistema smokeless solo fino a certe portate di scarico, al di sopra delle quali il sistema non è in grado di funzionare a causa dell'elevata portata di gas scaricato (p.e. in caso di emergenza totale di stabilimento).

raffineria di gela

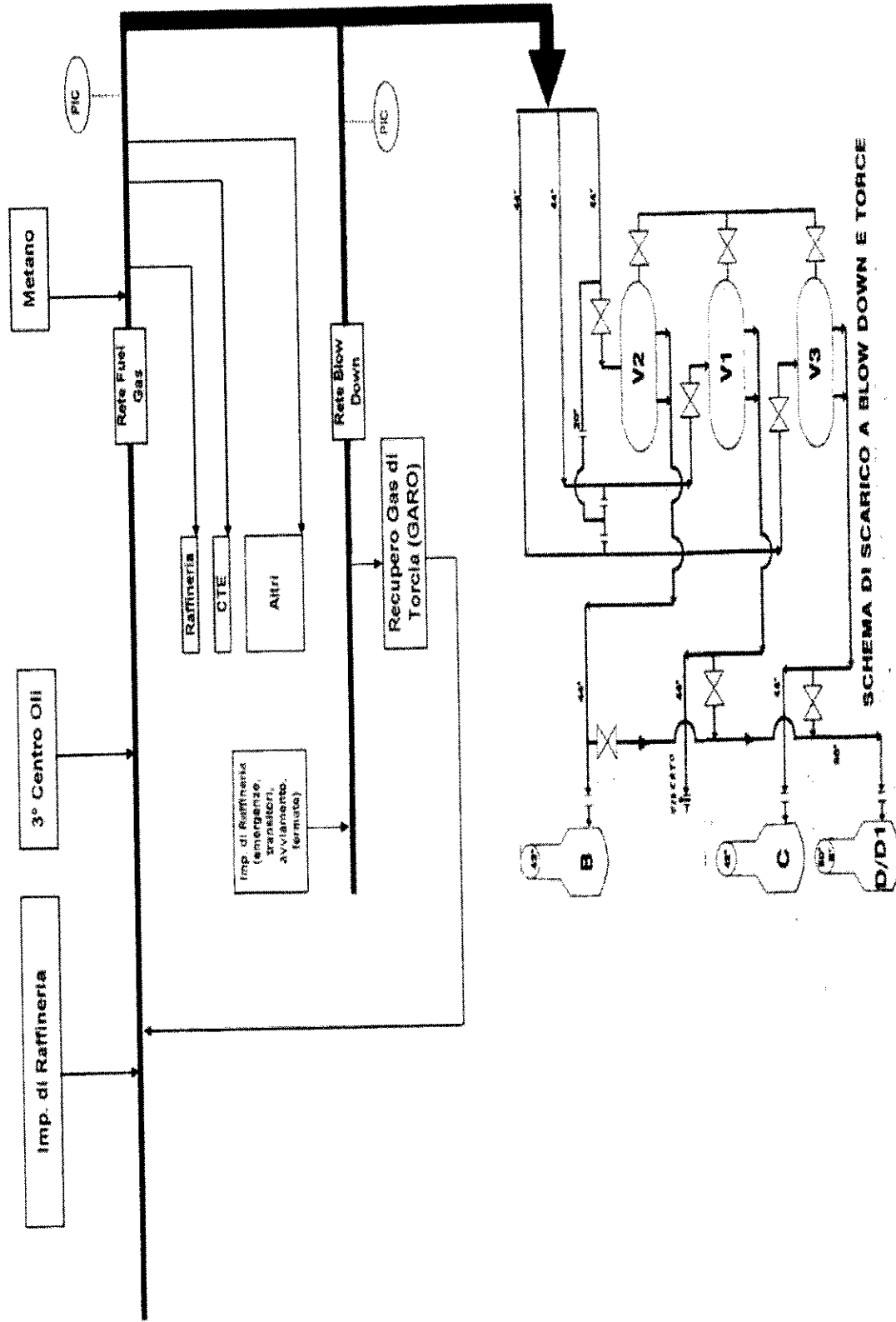
L'attuale situazione impiantistica di controllo installata presso il sistema Torce di Raffineria prevede la presenza di misuratori di portata con relativi totalizzatori installati presso i collettori "D/D1" e "C" (potenzialità max 1483 t/h) a valle dei rispettivi KOD (Knock Out Drums).

Tale configurazione impiantistica trova giustificazione tecnica in quanto le torce "D1" e "C" sono quelle che si *attivano* per prime in caso di disservizi/emergenze, mentre l'intervento della torcia "D" e "B" si realizza solo in casi estremi connessi a blocchi generali di Sito.

Di seguito si riporta, per ulteriore chiarezza, uno schema semplificato del sistema Fuel gas/B.D./Torce afferente la Raffineria di Gela.



raffineria di gela



ne tecnica AIA RAGE

Oggetto: I: Documentazione tecnica AIA RAGE
Da: "Roberta Nigro" <roberta.nigro@isprambiente.it>
Data: Mon, 19 Apr 2010 15:38:25 +0200
A: <francesca.floccia@isprambiente.it>

Da prot

Da: Roberta Nigro [mailto:roberta.nigro@isprambiente.it]
Inviato: lunedì 19 aprile 2010 15.38
A: 'Cinzia Albertazzi'; 'dario.ticali@uniKore.it'; 'cotana@crbnet.it'
Cc: 'c.angelini@libero.it'; 'Carmelina salierno'; 'filippo.roselli@isprambiente.it'; 'Leonello Serva'
Oggetto: Documentazione tecnica AIA RAGE

In allegato la nota relativa all'oggetto
Cordiali saluti
Roberta Nigro

Da: Cricchi Giuseppe [mailto:Giuseppe.Cricchi@eni.com]
Inviato: lunedì 19 aprile 2010 15.24
A: cinzia albertazzi
Cc: Roberta Nigro; Rosato Gaetano
Oggetto: Documentazione tecnica AIA RAGE

Come d'accordo, per sua opportuna informazione e riferimento, le trasmetto documentazione tecnica già a suo tempo consegnata alla Commissione finalizzata a rendere più chiaro il funzionamento del sistema di blow-down e torce di Raffineria e della Centrale termoelettrica della Raffineria.
Un cordiale saluto

Giuseppe Cricchi

Message for the recipient only, if received in error, please notify the sender and read
<http://www.eni.it/disclaimer/>

Nota BD-Torce.pdf	Content-Type: application/pdf Content-Encoding: base64
--------------------------	---

Impianto CTE-SNOx-RaGe-DEFINITIVA.doc	Content-Type: application/msword Content-Encoding: base64
--	--

CIPPC-00-2010-0000990
del 14/05/2010

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



Alla **Commissione Istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale (IPPC)** - c/o ISPRA
Via Curtatone, 3
00185 Roma

c.a.: **Dr.sa Cinzia Albertazzi** Referente G.I.
Sig.ra Roberta Nigro

RAGE/AD/363/T
Gela 13 maggio 2010

Oggetto: Raffineria di GELA Istruttoria per il rilascio dell'AIA – trasmissione documentazione integrativa.

Con riferimento al verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 23 Aprile 2010 si trasmette in allegato la documentazione contenente i dati e le informazioni richieste. In allegato **1** si riporta la tabella che riepiloga i dati delle emissioni e della velocità dei fumi per singolo camino della raffineria.

In allegato **2** si riporta una nota con le informazioni riguardanti il rendimento di abbattimento polveri del sistema di elettrofiltri installati nella centrale termoelettrica.

In allegato **3** si riporta la tabella con i dati riguardanti la produzione di vapore ed energia elettrica della centrale termoelettrica.

In allegato **4** si riportano dati e informazioni che il Gestore ritiene di interesse per l'iter istruttorio con particolare riferimento all'assetto del sistema di raccolta e trattamento acque reflue e gestione dei rifiuti della Raffineria.

Infine, in allegato **5**, viene riportato l'aggiornamento della scheda A.6 afferente le autorizzazioni in essere presso l'Organizzazione Aziendale.

Rimaniamo ovviamente a disposizione per ogni ulteriore informazione o approfondimento che dovesse rendersi necessaria.

All. c.s.

Cordiali saluti
L'Amministratore Delegato
(Bernardo Casa)



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)
Società per Azioni
Capitale Sociale € 136.740.000,00 i.v.
Partita IVA e Cod. Fisc. 06496081008
R.E.A. Caltanissetta n. 89181
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni S.p.A.
Società a socio unico



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

Allegato 1: Tabella emissioni e velocità dei fumi.

Allegato 2: Rendimento elettrofiltri.

Il gruppo Istruttore ha richiesto informazioni al Gestore della raffineria di Gela in merito alla efficienza di abbattimento delle polveri assicurato dal sistema di elettrofiltri di cui è dotata la centrale termoelettrica.

Si evidenzia a tal proposito che gli elettrofiltri sono posti a monte della linea di trattamento di desolforazione e denitrificazione dei fumi di combustione.

La concentrazione di polveri nei fumi provenienti dalle caldaie alimentate a pet-coke è di circa 5000 mg/Nm³; la concentrazione di polveri che si ritiene di poter garantire al punto di emissione (calcolata come media dei due punti di emissione della centrale termoelettrica) è di 50 mg/Nm³. L'efficienza di abbattimento complessiva del sistema è pertanto valutabile come pari al 99%.

Per garantire tale prestazione le caratteristiche richieste agli elettrofiltri sono quelle riportate nell'allegato.

Allegato 3: Consumivi produzione vapore ed energia elettrica della Centrale.


Allegato 4: Nota su sistema di raccolta e trattamento acque reflue e gestione rifiuti.

A valle delle riunioni con il Gruppo istruttore che si sono ad oggi succedute, ed al fine di meglio chiarire ed aggiornare la configurazione attuale del sistema di raccolta e trattamento delle diverse tipologie di acque reflue presenti in Raffineria nonché in merito alla gestione dei rifiuti, il Gestore ritiene opportuno fornire le informazioni appresso riportate.

Allegato 5: Aggiornamento assetto autorizzativo (scheda A.6).



Sede legale in Gela, Contrada Piana del Signore, 93012 (CL)
Società per Azioni
Capitale Sociale € 136.740.000,00 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

 ABB SADELMi Power Environmental Systems.	MANUALE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE N. 180840 0 00 000 GB0 045 SNAM N. PV - E - 97545	PAG.: 43 of 133 REV.: 0 DATE: 26/11/1998
---	--	--

4. CARATTERISTICHE DI PROGETTO E FUNZIONALI

4.1 Dati di funzionamento

Il precipitatore elettrostatico è installato a corredo di un generatore di vapore previsto per l'impiego dei combustibili di seguito precisati.

Nella fase di avviamento del generatore di vapore la conversione dal combustibile ausiliario utilizzato in fase di avviamento al combustibile (o alla miscela) utilizzata per il normale esercizio dovrà avvenire dopo che i gas di combustione avranno raggiunto una temperatura superiore al punto di rugiada caratteristico delle condizioni finali.

All'ingresso del precipitatore la pressione è di ~ 0,9 kPa

4.1.1 Combustibile

L'impianto utilizza coke di petrolio (PET-COKE) in un processo di combustione che genera effetti gassosi e residui solidi aventi le sotto elencate caratteristiche.


Analisi del gas:

Componente, vol. %	S minimo	S medio	S massimo
O ₂	5,000	5,000	5,000
H ₂ O	6,727	6,750	6,783
N ₂ + Ar	75,353	75,343	75,328
NO _x	0,033	0,032	0,031
CO ₂	12,644	12,534	12,389
SO ₂	0,238	0,334	0,460
SO ₃	0,005	0,007	0,009

Natura delle ceneri: combustione da Pet-coke

Analisi tipica delle ceneri:

Componente, % in peso	
SiO ₂	15,8
Al ₂ O ₃	1,3
Fe ₂ O ₃	3,2
CaO	3,1
MgO	2,7
Na ₂ O	3,5
K ₂ O	0,4
TiO ₂	0,2
MnO ₂	0,1
SO ₃	22,4
V ₂ O ₅	31,5
NiO	12,5
MoO ₃	3,3

 <p>ABB SADELMI Power Environmental Systems.</p>	<p>MANUALE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE</p> <p>N. 180840 0 00 000 GB0 045 SNAM N. PV - E - 97545</p>	<p>PAG.: 44 of 133</p> <p>REV.: 0 DATE: 26/11/1998</p>
--	--	--

Incombusti 85-95 % in peso

Quantità di ceneri raccolte nelle tramogge ESP: 256 kg/h

Peso specifico delle ceneri assunto per la capacità di trasporto: 500 kg/m³

4.2 Dati di progetto

4.2.1 Condizioni operative

Il dimensionamento delle apparecchiature si basa sulle seguenti condizioni:

Quantità totale di gas	1000000	Nm ³ /h
Quantità di gas per ESP	500000	Nm ³ /h
Quantità di gas minima	300000	Nm ³ /h
Quantità di gas minima per ESP	150000	Nm ³ /h
Densità del gas, assunta	1,23	kg/ Nm ³
Pressione all'ingresso ESP	- 9	mbar g
Temperatura del gas	215	°C
Temperatura minima del gas	208	°C

Combinazione di carichi particellari "1"

Concentrazione ceneri all'ingresso ESP	170	mg/ Nm ³ secco
Concentrazione ceneri all'uscita ESP, tutti i campi in servizio	10	mg/ Nm ³ umido


Combinazione di carichi particellari "2"

Concentrazione ceneri all'ingresso ESP	115	mg/ Nm ³ secco
Concentrazione ceneri all'uscita ESP, un campo fuori servizio	10	mg/ Nm ³ umido

4.2.2 Condizioni ambientali

Il disegno delle apparecchiature si basa sulle seguenti condizioni:

Pressione del vento	1500	Pa
Coefficiente sismico	S9	
Carico di neve	0	Pa

 <p>ABB ABB SADELMI Power Environmental Systems.</p>	<p>MANUALE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE</p> <p>N. 180840 0 00 000 GB0 045 SNAM N. PV - E - 97545</p>	<p>PAG.: 45 of 133</p> <p>REV.: 0 DATE: 26/11/1998</p>
--	--	--

4.2.3 Carichi

Per quanto riguarda il dimensionamento meccanico/operativo, sono stati considerati i seguenti parametri:

Temperatura massima dei gas durante i transitori	235	°C
Temperatura di disegno meccanico	260	°C
Pressione del gas, normale	-2/-9	mbar g
Pressione di progetto del gas	± 120	mbar g
Carico sul tetto	1000	Pa
Carico dell'isolamento termico	40	kg/m ²
Densità delle ceneri	1000	kg/m ³
Perdita di temperatura del gas	2	°C
Perdita di carico massima	4	mbar
Trafilamenti in % del gas in ingresso	< 0,5	%

4.2.4 Livello di rumorosità

Il livello sonoro continuo rilevabile ad 1 metro dalle apparecchiature non supererà gli 85 dB(A).

4.3 Utilities

L'impianto è progettato per utilizzare le seguenti utilities:

4.3.1 Energia elettrica

- a) per motori : <160 kW
trifase 380 V con variazioni comprese nel campo ± 10% in servizio continuo; frequenza nominale 50 Hz con variazioni in servizio continuo comprese fra 49,5 e 50,5 Hz.
- b) per altre utenze:
monofase 220 V con variazioni come sopra.

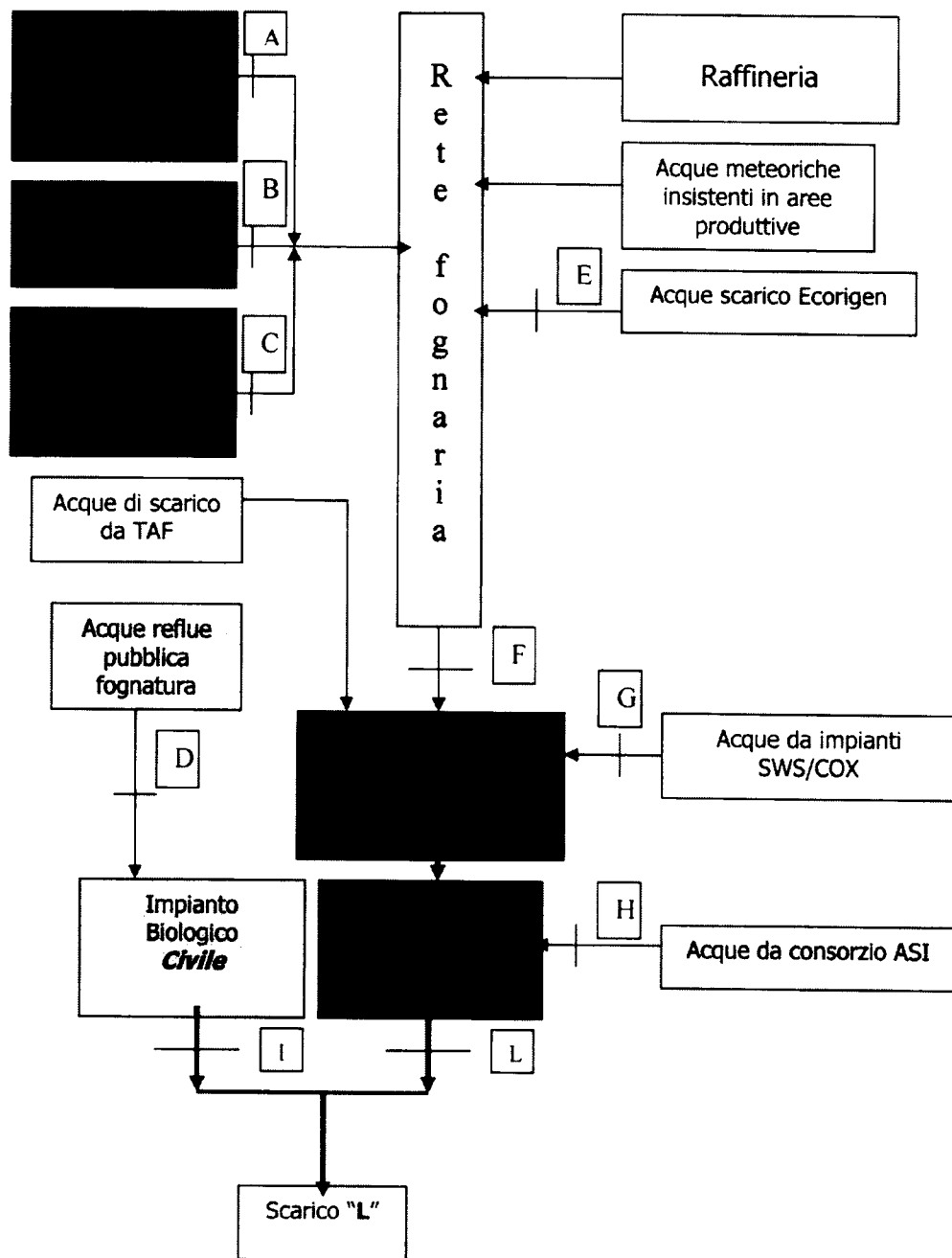
4.3.2 Aria strumenti

Aria essiccata (punto di rugiada a 7 bar g: -20°C) ed esente da olio con le seguenti caratteristiche:

- pressione normale	6	bar g
- pressione minima	3,5	bar g
- pressione massima	7	bar g

Vapore a 102 ate ed EE prodotti dalle CTE negli anni 2008 e 2009:

	2008	2009
Vap 102 Prodotto da CTE	9976193	8916154
EE prodotta da CTE	1530308	1278123
Auto-consumo EE CTE	96890	93216



Le correnti identificate con le lettere da A ad L corrispondono ai punti di monitoraggio nei quali vengono rilevati parametri necessari a caratterizzare il funzionamento dell'impianto e ad attuare quanto previsto dal piano di monitoraggio e controllo.

Impianto Trattamento Acque di Scarico (TAS)

L'impianto Trattamento Acque di Scarico è stato progettato per trattare l'acqua della fogna oleosa proveniente dagli impianti dello Stabilimento¹, prima di essere inviati all'impianto Biologico Industriale per il trattamento finale.

Il processo prevede che le acque della fogna oleosa di Stabilimento passino attraverso:

- un dissabbiatore centrifugo, per la separazione delle sostanze solide più grossolane;
- un sistema a vasche di disoleazione-decantazione, per ulteriore eliminazione di sostanze pesanti, fanghi ed oli;
- una vasca di neutralizzazione e flocculazione (con aggiunta di poli-elettrolita), in cui sono convogliate anche le acque del SWS, comprensiva di un sistema di flottatori per la separazione delle schiume oleose galleggianti e dei fanghi di fondo.

Ne derivano 3 flussi qualitativamente e quantitativamente distinti:

- l'acqua chiarificata è inviata al Biologico per il trattamento finale;
- i fanghi di fondo, opportunamente ispessiti e filtrati, sono inviati a smaltimento;
- gli oli e le schiume oleose, previo trattamento, sono convogliati in serbatoio di slop o di recupero oli.

Fa parte dell'Impianto TAS la sezione di sollevamento e stoccaggio acque meteo-oleose, che permette un accumulo dei reflui oleosi derivanti da eventi meteorici eccezionali, al fine di ottimizzare il carico delle varie sezioni di trattamento.

L'impianto è stato dotato di un sistema di copertura a tenuta per contenere le emissioni diffuse provenienti dalle apparecchiature.

Tale sistema prevede il confinamento delle superfici evaporanti con pannelli in vetroresina, l'inertizzazione con azoto della miscela idrocarburica sotto le coperture e la relativa estrazione ed abbattimento in una sezione dedicata di termodistruzione.

Altri impianti di trattamento acque reflue della raffineria sono rappresentati da:

Impianto Biologico Urbano e Industriale

L'impianto si compone di due linee indipendenti di trattamento:

- Impianto Biologico Urbano che ha lo scopo di depurare biologicamente i reflui urbani provenienti dalla città di Gela attraverso rete fognaria dedicata. La sezione prevede specifici trattamenti riassumibili in:
 - **Pretrattamenti:** sgrigliatura, filtrazione, dissabbiatura, preareazione, disoleazione, accumulo/omogeneizzazione, sedimentazione primaria;
 - **Trattamento biologico a fanghi attivi:** defosfatazione/fermentazione; denitrificazione, ossidazione/nitrificazione;
 - **Filtrazione e Sedimentazione finale;**
 - **Disinfezione** del refluo finale con parziale riutilizzo dell'acqua per usi industriali;
- Impianto Biologico Industriale che ha lo scopo principale di depurare le acque in uscita dagli impianti TAS/TAZ. Esso inoltre è deputato al trattamento del percolato proveniente dalle discariche interne e dalla discarica Comunale di Timpazzo e dei reflui della fogna ASI.

La sezione industriale prevede il passaggio della corrente reflua in:

- **2 vasche di omogeneizzazione**, all'uscita delle quali sono opportunamente dosati i nutrienti di processo (fosforo per i batteri aerobici);
- **2 filtri percolatori** di materiale plastico, dove avviene una prima purificazione della sostanza organica con rimozione del COD fino al 40% circa;
- **2 vasche di ossidazione a fanghi attivi;**
- **1 vasca di trattamento reflui nitro-denitro;**

¹ La fogna oleosa di Stabilimento recapita i reflui industriali afferenti gli impianti presenti all'interno del sito industriale (nello specifico quelli di proprietà: Raffineria di Gela S.p.A, Syndial, Polimeri Europa, Ecorigen, Air Liquide Produzione Italia e dell'indotto, le acque meteoriche provenienti dai piazzali/aree di impianto).

- 2 **decantatori/sedimentatori** per la chiarificazione della miscela aerata proveniente dalla vasca nitro-denitro;
- un complesso di **filtrazione**, composto da 6 filtri a sabbia, per il trattamento finale del refluo prima dello scarico a mare.

Il processo di depurazione Biologica del refluo, sia esso urbano che industriale, comporta la produzione di fanghi che vengono smaltiti in discariche autorizzate.

Impianto Sour Water Stripper (SWS)

In Raffineria è attivo un Impianto di pretrattamento (a monte del TAS) delle acque di scarico impianti, il Sour Water Stripper – SWS, dedicato all'eliminazione di idrogeno solforato e ammoniaca mediante strippaggio con vapore.

L'ammoniaca, l'idrogeno solforato ed il vapore di testa, dopo raffreddamento, vengono inviati all'impianto Claus ove l'ammoniaca viene trasformata in azoto e l'idrogeno solforato, insieme ad altri stream contenenti H₂S provenienti da altri impianti, viene trasformato in zolfo liquido.

L'acqua di fondo colonna viene mandata prima all'impianto TAS e poi all'impianto Biologico per essere ulteriormente trattata.

Impianto Trattamento Acque di Zavorra (TAZ)

L'impianto Trattamento Acque di Zavorra, nato allo scopo di trattare le acque di lavaggio delle cisterne delle navi addette al trasporto di prodotti petroliferi, così da permettere il successivo trattamento finale dei reflui presso l'esistente impianto di depurazione biologica.

Il processo comprende due sezioni: petrolifera e chimica. Il trattamento dei reflui di origine petrolifera prevede che il flusso in uscita dal serbatoio di stoccaggio delle acque di zavorra passi attraverso un sezione di pretrattamento fisico di grigliatura e chiarificazione, cui segue un trattamento di filtrazione. Gli oli ottenuti per separazione superficiale si raccolgono in un'apposita vasca e ritornano in ciclo, mentre i fanghi di fondo sono inviati all'impianto TAS.

L'impianto TAZ è da anni fuori dal ciclo produttivo di Raffineria.

L'assetto dell'impianto prevede, attualmente, l'esercizio di alcune sue parti allo scopo di recuperare gli oli derivanti dallo spiazzamento delle linee del pontile e dall'unità TAS e trasferirli verso il PGS. In particolare:

- serbatoio 260 S1 di raccolta acqua e olio proveniente da spiazzamenti linee pontile;
- serbatoi S 2 A/B adibiti al recupero di olio dalle vasche API del TAS ed il suo trasferimento al PGS;
- pompa "Varisco" posta nel pozzetto ad Est dei serbatoi S 2A/B, che permette il rilancio dell'acqua drenata dai serbatoi S 2 A/B verso l'ingresso TAS;
- pompa 260 P 2, che permette di recuperare l'acqua piovana che si accumula nelle vasche fuori servizio del TAZ per rilanciarla all'ingresso impianto TAS.

Impianto TAS CTE

L'impianto ha lo scopo di depurare gli scarichi liquidi inquinanti provenienti dagli impianti CTE, dal Trattamento Acque, nonché di depurare le condense potenzialmente inquinate e le acque di lavaggio dei moduli del dissalatore.

Le principali correnti degli scarichi liquidi prima di essere inviate al trattamento generale vengono sottoposte, in funzione del tipo di inquinamento contenuto, ai seguenti trattamenti:

- trattamento di neutralizzazione scarichi acidi tramite miscelazione con calce idrata;
- trattamento di disoleazione scarichi oleosi. L'olio raccolto viene inviato in un pozzetto di raccolta e trasferito nei serbatoi di olio combustibile della Centrale Termoelettrica mentre i fanghi vengono inviati al trattamento di ispessimento fanghi;

- trattamento di ispessimento fanghi.

Impianto Trattamento Acque di Falda (TAF)

Il nuovo impianto di trattamento delle acque di falda, del quale è stata ultimata la costruzione nel dicembre 2006, è progettato per trattare una portata di 300 m³/h di acque provenienti dai pozzi di bonifica dell'area industriale conformemente a quanto indicato nel Progetto di Bonifica delle acque di falda elaborato sulle risultanze della caratterizzazione ambientale realizzata all'interno del sito multisocietario.

La realizzazione di detta opera, si pone inoltre come obiettivo anche il riutilizzo delle acque all'interno dei processi produttivi della Raffineria per una quantità stimata, a regime, di circa 1,5 milioni di m³/anno, con enormi benefici per il bilancio idrico della zona.

L'unità è progettata per trattare l'acqua proveniente dalle diverse aree del sito industriale che risultano potenzialmente inquinate. Le determinazioni analitiche alla base della progettazione sono quelle riportate nel progetto definitivo di bonifica delle acque di falda dello stabilimento multisocietario di Gela autorizzato con Decreto Interministeriale del 06/12/2004.

Impianto Trattamento sode (COX)

L'impianto COX (caustic oxidation) tratta le correnti di acque sodiche provenienti in modo continuo ed in modo discontinuo dagli impianti.

Il trattamento consiste in una ossidazione con aria, una acidificazione per l'estrazione dei fenoli, ed una neutralizzazione finale.

L'ossidazione riguarda la corrente alimentata di continuo, mentre l'acidificazione riguarda la corrente fenolata alimentata in modo discontinuo.

Recentemente l'unità è stata ottimizzata mediante l'inserimento di una sezione di ozonizzazione capace di ossidare in maniera più selettiva eventuali composti solforosi e fenolici presenti nelle acque da trattare e ridurre l'impatto odorigeno da essi causato.

L'ozono necessario viene prodotto direttamente in impianto a partire da ossigeno ed azoto.

All'uscita impianto i valori attesi di idrogeno solforato e mercaptani risultano inferiori ai 10 ppm mentre il contenuto di fenoli sarà inferiore ai 100 ppm.

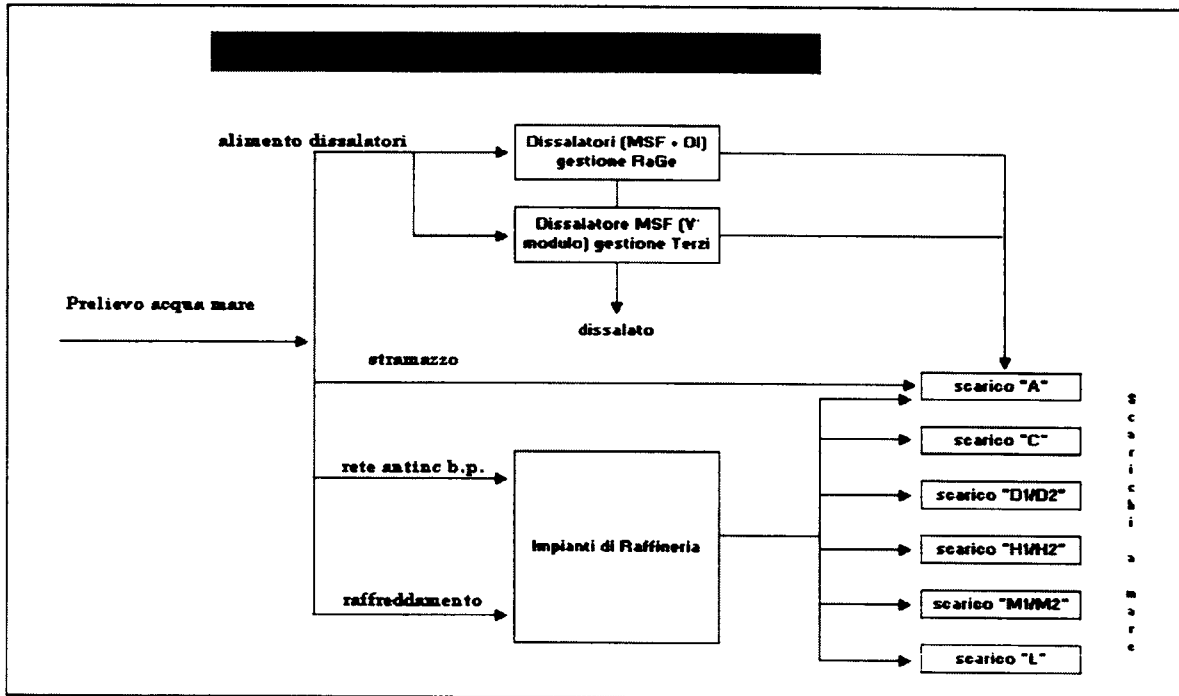
Tali acque vengono successivamente inviate, per l'ulteriore affinamento, presso gli impianti di trattamento finale di Raffineria (TAS e Biologico).

Altre fonti di approvvigionamento e scarichi – acqua mare

Oltre a quanto precedentemente descritto, altra fonte di approvvigionamento e utilizzo di risorsa idrica in Raffineria è rappresentato dal prelievo di *acqua di mare* prelevata in testata pontile a quota 3000 mt ca e convogliata nel Canale interno per rifornire:

- l'impianto di dissalazione e i circuiti di raffreddamento di Stabilimento;
- il sistema antincendio bassa pressione.

Di seguito è riportato uno schema di flusso *semplificato* relativo all'acqua mare:



Il dettaglio della composizione dei singoli scarichi terminali è stato fornito dal Gestore ed è rintracciabile nella scheda **B.9** allegata all'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale.

Anche per tali scarichi vengono routinariamente rilevati i parametri necessari alla verifica del rispetto della normativa vigente e/o dei corrispondenti disposti autorizzativi in ossequio a quanto previsto dal piano di monitoraggio e controllo.

Gestione dei rifiuti

La produzione dei rifiuti è direttamente correlata alle principali attività svolte in raffineria, tra queste:

- fasi di processo;
- attività di manutenzione;
- gestione servizi ausiliari.

Una quota rilevante dei rifiuti prodotti è costituita dai fanghi generatisi dai processi di trattamento dei reflui presso gli impianti di Trattamento Acque di Scarico (TAS) e Biologico Consortile (sezioni Urbana ed Industriale), da fondami e morchie da pulizie e bonifiche (impianti/serbatoi) da ferro ed acciaio, da catalizzatori esausti nonché da rifiuti da demolizione e scavo.

Altre tipologie di rifiuti quantitativamente rappresentativi sono connessi alle attività di bonifica e messa in sicurezza del suolo/sottosuolo e delle acque sotterranee (percolato, acque contaminate, terre ecc).

Il sito, come dichiarato dal Gestore, detiene una serie di depositi temporanei per ottimizzare la raccolta e lo smaltimento dei rifiuti prodotti ed ha presentato istanza per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione ed esercizio di un Deposito Preliminare.

Le modalità operative attuate in Raffineria per la gestione dei rifiuti sono definite in funzione dei riferimenti legislativi attualmente vigenti in materia (D.Lgs. 152/06 parte IV e s.m.i.).

Le principali attività svolte riguardano:

- raccolta differenziata dei rifiuti all'interno della Raffineria;
- caratterizzazione e classificazione dei rifiuti;
- registrazioni;
- individuazione della corretta destinazione finale dei rifiuti prodotti o loro eventuale recupero/riutilizzo;
- verifica delle autorizzazioni per Trasportatori e Smaltitori;
- compilazione e gestione del Formulario di Identificazione del rifiuto;
- compilazione annuale del MUD (Modello Unico di Dichiarazione);
- gestione della produzione, della raccolta e dello smaltimento di rifiuti soggetti a particolari vincoli legislativi, quali oli usati, rifiuti contenenti PCB, rifiuti contenenti amianto ecc;
- gestione post operativa delle discariche presenti in sito ai sensi del D.Lgs. 36/03;
- gestione delle operazioni di recupero del prodotto oleoso (CER 050105*);
- gestione delle operazioni di recupero e trattamento dei rifiuti liquidi provenienti dalle operazioni di bonifica della falda nel Sito Multisocietario (CER 191307*/191308);
- gestione del/i deposito/i temporaneo/i per le varie tipologie di rifiuti prodotti.

In aggiunta a quanto sopra va altresì evidenziato che Raffineria, già dalla fine del 2009, ha intrapreso, al fine di venire incontro alle esigenze dell'Amministrazione Comunale, anche le attività di smaltimento (trattamento) del percolato della discarica Comunale di Timpazzo (CER 190703) sita nel territorio di Gela presso l'impianto Biologico Consortile Sez. Industriale in ossequio alle autorizzazioni Regionali rilasciate.

Discariche

La Raffineria di Gela dispone di proprie discariche autorizzate di 2a categoria (tipo 2a, 2b e 2c, per un totale di 9 vasche modulari) per lo smaltimento dei rifiuti industriali prodotti all'interno del sito.

L'autorizzazione alla gestione del sistema di discariche, scaduta al 31.12.1997, è stata concessa con i Decreti nn° 545/18 (del 23.05.1994) e 837/18 (del 27.08.1994), volturate quindi con Decreto n. 130/18 dell'01.03.1997. La richiesta di rinnovo, indirizzata all'Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Siciliana è stata presentata in data 04.09.1997.

Si precisa che, a fronte della mancanza di rinnovo del disposto autorizzativo afferente il sistema di discariche interne, la società non ha più effettuato attività di smaltimento dal 02.03.2001 in ossequio a quanto ribadito dalla Prefettura di Caltanissetta.

A seguito dell'inserimento del sito di Gela tra quelli definiti di "Interesse Nazionale", la Raffineria ha inviato al Ministero Ambiente (competente in materia) il Piano di Adeguamento ai sensi del D.Lgs n° 36/03 e s.m.i., approvato con modifiche nel corso delle varie Conferenze di Servizio.

Al fine di ottenere ulteriori benefici ambientali, la società, rinunciando ai volumi ancora disponibili nelle vasche, ha formalizzato di recente agli organi regionali e ministeriali competenti apposita istanza di chiusura definitiva del sistema di discarica mediante *tombatura* delle stesse fermo restando la prosecuzione delle attività di gestione post operativa.

La Società è autorizzata inoltre, in virtù del Decreto Regionale n° 294/88, ad inviare il *percolato* proveniente dalle discariche interne all'impianto Biologico Consortile. Il percolato proveniente dalla Vasca 1, destinata allo smaltimento dei fanghi mercuriali, viene invece smaltito come rifiuto presso impianti esterni autorizzati. Inoltre, in un'ottica di collaborazione con le istituzioni locali, come precedentemente richiamato, Raffineria ha avviato le attività di trattamento del percolato prodotto dalla discarica comunale di Timpazzo presso i propri impianti di trattamento giusti Decreto autorizzativo n. 6/07 e s.m.i.

La gestione dei rifiuti costituisce uno degli aspetti maggiormente soggetti a monitoraggio e controllo da parte della Raffineria, che ha definito al riguardo apposite procedure.

Per quanto attiene la parte autorizzativa si rimanda ai contenuti della scheda **A.6** parte integrante della modulistica presentata dal Gestore nell'ambito della richiesta di ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

A.6 Autorizzazioni esistenti per impianto

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
D.R.S. n. 1131/SERV. II/173 del 21/10/2003 e s.m.i. (primo provvedimento Decreto n. 1447 del 25/06/1963); concessione autorizzazione alla gestione dello stabilimento di Gela	Assessorato Industria Regione Siciliana	21/10/2003	09/01/2016	L 367/34 DM 31/07/34 DPR 420/94 e s.m.i	Esercizio della Raffineria
Decreto Dirigenziale n. 747 SERV. VI/PA Concessione all'esercizio del Deposito Oli Minerali per uso commerciale (DEINT).	Assessorato Industria Regione Siciliana	14/05/2007	03/06/2015		Esercizio Deposito oli minerali per uso commerciale (DEINT)
D.A. n. 284 del 28/02/1996	Regione Sicilia	28/02/1996			Installazione e gestione impianto Recupero Vapori
D.A. n. 962 del 16/7/1997 Concessione per la gestione dello Stabilimento GPL.	Regione Sicilia	16/7/1997	16/7/2007	L 367/34 DM 31/07/34 DPR 420/94 e s.m.i	Esercizio Imbottigliamento GPL. Presentata da Raffineria istanza di rinnovo e volturazione.
Decreto Concessorio del 22/11/1961, n. 6147 per il prelievo di acqua grezza. Il disciplinare aggiuntivo n. 20990 del 1963, concede l'utilizzo per uso industriale di 14 milioni di m ³ .	Ministero Lavori Pubblici di concerto con Ministero delle Finanze	22/11/1961	29/03/2031	R.D. 1775/1933 Legge 36/1994 D.Lgs 31/2001	Approvvigionamento idrico. In corso di voltura a Raffineria di Gela S.p.A.
- Nulla Osta N. 29863 del 19/11/1976; - Convenzione Rep. N° 164 del 11/01/1983 e s.m.i. (ultimo atto aggiuntivo Rep. n. 20/2009 del 17/02/2009).	Regione Siciliana : - Assessorato Industria e Commercio; - Presidenza	19/11/1976	30/06/2009		Approvvigionamento idrico. Autorizzazione per prelievo acqua mare per impianti di Dissalazione Quota acqua dissalata per usi industriali.
D.R.S. n. 476 del 09/06/2005 Autorizzazione allo scarico "L" (scarico acque depurate da	Regione Sicilia Assessorato T&A	09/06/2005	09/06/2007	D.Lgs 152/99 L.R. n. 27/86	Scarichi idrici

impianto Biologico Consortile sezioni urbana ed industriale)					
D.R.S. n. 513 del 08/06/2007. Autorizzazione allo scarico "L" (scarico acque depurate da Impianto Biologico sezione Industriale)	Regione Sicilia Assessorato T&A	08/06/2007	08/06/2011	D.Lgs 152/06	Scarichi idrici
Autorizz.ne provvisoria scarichi idrici di Raffineria n. 50/03 SAT 578 del 21/10/2003 (ultima proroga, autorizzazione n. 8 del 24/12/2007)	Comune di Gela		30/06/2008	D.Lgs. n. 152/06 L.R. n. 27/1986	Scarico in corpo idrico superficiale. L'autorizzazione definitiva era subordinata ad uno studio specifico, a cura ARPA, della verifica di esistenza di un ecosistema da tutelare sul Fiume Gela (studio già eseguito).
D.R.S n. 207 del 22/03/05. Autorizzazione delle emissioni della CTE/Snox dopo modifica impiantistica finalizzata al contenimento delle emissioni.	Regione Sicilia Assessorato T&A	22/03/2005		D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
D.A. n. 45/17 del 03/04/00. Autorizzazione emissioni imbottigliamento GPL.	Regione Sicilia	03/04/2000		D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
D.A. n. 02/17 del 14/02/2000. Procedura correttiva per superamento del valore di allarme per le polveri	Regione Sicilia	14/02/2000		D.M. 20/05/91	
D.A. 66/17 del 13/02/1998 Rilevamento qualità dell'aria. Codice di Autoregolamentazione di Raffineria di Gela.	Regione Sicilia	13/02/1998		D.M. 24/11/97	
D.A. 20/01/1999 n. 24/17 Autorizzazione alle emissioni in atmosfera della Raffineria	Regione Sicilia Assessorato T&A	20/01/1999		D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
D.R.S. n. 119 del	Regione Sicilia	14/03/2002		D.P.C.M.	Emissioni atmosferiche

14/03/2002 Proroga e modifica del D.A. 20/01/1999 n. 24/17	Assessorato T&A			08/03/2002 D.P.R. n. 203/88	convogliate
D.R.S. n. 571 del 19/05/2003 Modifica al D.A. 20/01/1999 n. 24/17. Autorizzazione modifiche Impianto TAS per riduzioni emissioni fuggitive	Regione Sicilia Assessorato T&A	19/05/2003		D.P.R. n. 203/88	
D.R.S. n. 579 del 19/05/2003 Modifica D.A. n. 24/17 e DRS n. 119//02 Variazione periodicità misurazione IPA in CTE	Regione Sicilia Assessorato T&A	19/05/2003		D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
D.R.S. n. 281 del 16/03/2006 Modifica DRS n. 119 del 14/03/2002 Variazione periodicità analisi presso Alchilazione	Regione Sicilia Assessorato T&A	16/03/2006		D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
D.R.S. n. 1276 del 09/12/2004 Autorizzazione alle emissioni in atmosfera dell'impianto LCN	Regione Sicilia Assessorato T&A	09/12/2004	12/2009	D.P.R. n. 203/88	Emissioni atmosferiche convogliate
Decreto-Direttoriale DEC/RAS/2179/2004 del 28/12/2004. Autor. ad emettere CO ₂ e s.m.i.	Ministero dell'Ambiente	28/12/2004		DECRETO- LEGGE 12 novembre 2004, n. 273	Emissioni atmosferiche convogliate
Autorizzazione alle emissioni diffuse del deposito di oli minerali Prot. 49824 del 15/01/1993	Assessorato T&A	15/01/1993		D.P.R. n. 203/88	
Autorizzazione Interministeriale del 06/12/2004. Approvazione progetto definitivo acque di falda (TAF, Sbarramento aree omogenee T e V pozzi e diaframma)	Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero delle Attività produttive e con il Ministero della Salute	06/12/2004		DM 471/99	Protezione del suolo/sottosuolo
Autorizzazione Interministeriale del	Ministero dell'Ambiente di	06/12/2004		DM 471/99	Protezione del

06/12/2004. Approvazione progetto definitivo di bonifica con misure di sicurezza Vasca A Zona 2 Raffineria di Gela	concerto con il Ministero delle Attività produttive e con il Ministero della Salute				suolo/sottosuolo
Ordinanza Commissario Delegato Em. Rifiuti n° 664 del 01/06/2006 Autorizzazione all'invio dell'acqua di falda emunta ad impianti TAS- Biologico nelle more della realizzazione dell'impianto TAF	Ordinanza Commissario Delegato Em. Rifiuti Regione Siciliana	01/06/2006	01/06/2007	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti
Autorizzazione Interministeriale del 08/03/05 (registrata alla corte dei conti il 19/04/05) per la realizzazione dell'impianto TAF	Ministero dell'Ambiente di concerto con il Ministero delle Attività produttive e con il Ministero della Salute	08/03/2005		DM 471/99	Protezione del suolo/sottosuolo
Nulla Osta Prefettizio di detenzione sorgenti radiogene 48/A.F.III/P.C./S.R./12/A-10	Prefettura di Caltanissetta	12/02/2007		D.Lgs n. 230/95	In data 30/06/2009 con Prot. N. 106/09/Area V-P.C./12°-10 la Prefettura di CL ha proceduto alla volturazione, a favore della Raffineria di Gela SpA, del N.O. di cui al D.P. n. 3/08 del 25/10/2008 per la detenzione e l'impiego di sorgenti radiogene in capo a Polimeri Europa SpA
DRS 1499 - realizzazione sezione di neutralizzazione ASO e s.m.i.	Assessorato Industria	12/10/2004		D.P.R. 420/94	
Ordinanza Commissariale n° 133. Autorizzazione al recupero del rifiuto CER 050105*	Commissario delegato per l'emergenza rifiuti	10/02/2006	23/03/2008	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti
Decreto Regionale n° 11 del 07/02/2007. Autorizz.ne al recupero prodotto surmatante di ISAF e al trattamento del rifiuto proveniente dai piezometri di ISAF e Polimeri Europa.	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	07/02/2007	Vedi Ordinanze Commissariali n° 133 del 10/02/2006 e n° 664 del 31/05/2006	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Estensione Ord.Comm. nn° 664 e 133

Decreto Regionale n° 25 del 31/05/2007	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	31/05/2007	31/05/2008	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rinnovo O.C. n° 664 e Decreto n° 11
Decreto Regionale n° 94 del 23/05/2008	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	23/05/2008	31/05/2009	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rinnovo Decreto Regionale n° 25 del 31/05/2007
Decreto Regionale n° 169 del 29/05/2009	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	29/05/2009	31/05/2010	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rinnovo Decreto Regionale n° 94 del 23/05/2008
Decreto Regionale (DDS) n. 43/SRB del 20/03/2008	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	20/03/2008	23/03/2010	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rinnovo O.C. n° 133 e Decreto n° 11
Decreto Regionale (DDG) n. 33 del 16/03/2010	Assessorato Energia e Servizi Pubblica Utilità – Dip. Acqua e Rifiuti	16/03/2010	23/03/2011	Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rinnovo Decreto (DDS) n. 43/SRB del 20/03/2008 (vedi O.C. n° 133 e Decreto n° 11)
Decreto Regionale n. 294/88 del 04/03/1988	Assessorato Regionale T&A	04/03/1988		ex DPR 915/82	Rifiuti Il Decreto, che autorizza l'installazione di un sistema di discariche per rifiuti speciali e tossici/nocivi, riporta altresì l'autorizzazione all'invio del percolato formatosi dal sistema di discariche presso gli impianti di trattamento finale (Biologico)
Parere Regione Sicilia su Procedura di verifica ex art. 32 del DLgs 152/2006 (VIA) del 13/03/2008 Autorizz.ne smaltimento percolato Discarica Comunale di Timpazzo presso Biologico Consortile-Sez. Industriale	Assessorato Regionale T&A –Sevizio VAS/VIA	10/03/2008		Parte IV D.Lgs n. 152/06	Rifiuti Rilascia i Decreti Regionali nn° 6/07 e 46/07 precedentemente sospesi da ARRA con lettera prot. 7611 del 19/03/2007 afferenti il percolato della discarica Comunale di Timpazzo sita nel Comune di Gela (vedi per ultimo lettera ARRA prot. 10418 UO4 del 28 marzo 2008)
Autorizzazioni: - n°01 (NH3) del 23/05/2005;	Comune di Gela	"Vedi estremi atti autorizzativi"		- R.D. n. 147 del 09/01/1927 - DM 10/01/97	Custodia e utilizzo Gas Tossici

- n°02 (KCN) del 05/07/2005; - n°03 (HF) del 06/07/2005					
Decreto Regionale n. 206/92	Assessorato Regionale T&A	02 marzo 1992			Concessione N.O. realizzazione parco coke isola 29
Decreto Direttore di Settore (DDS) n. 306 del 24/07/2008 Autorizzazione allo scarico in mare dei reflui urbani depurati dal Biologico sez. urbana	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	24/07/2008	24/07/2010	L.R. n. 27/86 DLgs 152/06	
Concessione N. 167 – Repertorio N. 1315/07. Concessione per occupazione manufatti demaniale marittimi costituenti pertinenze, suolo demaniale marittimo e specchio acqueo	Assessorato Regionale T&A	10/05/2007	31/12/2011	Demanio Marittimo	Superficie demaniale interessata in mq 78.180,27 – Contrada Bulala località Porto Isola del Comune di Gela
Procedura di verifica di esclusione VIA per il progetto di installazione di due nuovi serbatoi Disposizione prot. DSA- 2008-0017838 del 26/06/2008	Ministero Ambiente	26/06/2008		D.Lgs. 152/06	Esclusione assoggettamento procedura di VIA
Decreto Regione Sicilia n° 1034 del 20/11/2007 "Giudizio di compatibilità ambientale" VIA	Assessorato Regionale T&A	20/11/2007		DPR 12 Aprile 1996 e s.m.i.	Progetto di Deposito Preliminare
D. R. S. n° 240 del 26/02/2003 di rettifica D.A. n° 19/17 del 11/01/1999 "Emissioni in atmosfera derivanti dalle attività di produzione di polietilene svolte nello stabilimento di Gela"	Regione Sicilia Assessorato T&A	11/01/1999 - 26/02/2003		D.P.R. n. 203/88	Emissioni convogliate Decreto autorizzativo rilasciato in capo a Polimeri Europa SpA
D.D.S. n° 328 – Autorizzazione a Raffineria al riuso per scopi industriali delle acque reflue depurate out impianto Biologico sez. Urbana	Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque	17/07/2009	16/07/2013	Decreto Ministeriale n. 185/2003	Scarichi idrici - riutilizzo

Ato Ambiente CL2 Prot. n. 3536/09 – Autorizzazione allo smaltimento di RSU presso la discarica Comunale di Timpazzo	ATO AMBIENTE CL2	30/12/2009		D.Lgs. 152/06	Rifiuti
Decreto Autorizzativo prot. n. 8804/QdV/M/DI/B	Ministero Ambiente (MATTM)	01/02/2010		D.Lgs. 152/06	Bonifiche Progetto operativo di bonifica dell'area Nuova Unità Recupero Zolfo 2
Decreto Autorizzativo prot. n. 8805/QdV/M/DI/B	Ministero Ambiente (MATTM)	01/02/2010		D.Lgs. 152/06	Bonifiche Progetto operativo di bonifica dell'Area Steam Reforming
Decreto Autorizzativo prot. n. 8812/QdV/M/DI/B	Ministero Ambiente (MATTM)	15/02/2010		D.Lgs. 152/06	Bonifiche Progetto operativo di bonifica dei suoli - Area nuovi serbatoi S-111 e S-112
Pratiche in corso					
Richiesta di modifica del progetto di Deposito Preliminare Rifiuti ai sensi dell'art. 1 c 1 del DRS n° 1034 <i>"riallocazione area di intervento"</i> Rif. Prot. RAGE/AD/434/T del 27/04/2009	ARTA ARRA			D.Lgs 152/06	In attesa autorizzazione ARTA servizio VAS/VIA; in attesa autorizzazione esercizio da Agenzia Regionale Rifiuti e Acque
Richiesta <i>tombatura</i> discariche interne di sito. Rif. ultimo prot. RAGE/AD/277/T del 18/12/2008 Rif. ultimo prot. 836UO4 Commissario Delegato Regione Sicilia	Commissario Delegato Bonifiche Regione Sicilia; Ministero dell'Ambiente			D.Lgs. 152/06 D.Lgs. 36/03	In attesa che il Ministero Ambiente si esprima in sede di segreteria tecnica.

-----Messaggio originale-----

Da: Dell'agnello Massimiliano [mailto:massimiliano.dellagnello@eni.com]

Inviato: giovedì 13 maggio 2010 18.56

A: roberta.nigro@isprambiente.it

Cc: Piro Vincenzo; Raimondo Carmelo Claudio; Cricchi Giuseppe; Barbaro Alfredo; Casa Bernardo

Oggetto: I: AIA riunione 23 Aprile 2010 presso ISPRA

Inviemo in allegato lettera di trasmissione con i dati richiesti in occasione dell'incontro del 23 Aprile scorso.
Rimaniamo a disposizione per ogni eventuale necessità di chiarimento Distinti Saluti

Massimiliano Dell'Agnello
Responsabile Tecnologico e Controllo
Raffineria di Gela S.p.A.
Sede legale in Gela (CL)
Contrada Piana del Signore s.n.c. - 93012 GELA (CL) Tel. Centralino +39 0933 841111

e-mail massimiliano.dellagnello@eni.it
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni S.p.A.
Sede legale in Roma
Piazzale Enrico Mattei 1, 00144 Roma
Capitale sociale € 136.740.000,00 i.v.
Registro Imprese di Roma,
Codice Fiscale 00484960588
Part.IVA 00905811006
R.E.A. Roma n.756453

Message for the recipient only, if received in error, please notify the sender and read <http://www.eni.it/disclaimer/>

Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale delle emissioni fuggitive	<p><u>Parzialmente applicata</u> La Raffineria insieme con ENI Ricerca e Sviluppo ha di applicato l'approccio di monitoraggio e reporting fuggitive secondo il protocollo tradizionale dell'EPA 21 con equazioni di correlazione agli impianti MF e BTX. Sulla base dei risultati degli studi condotti, la Raffineria di Gela svilupperà un adeguato programma di attività ispirato ai principi di rilevamento e controllo delle perdite e finalizzato alla sua implementazione nella realtà della raffineria.</p>	Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite.
Desalting 1 e 2	<p><u>Non Applicabile</u> Ogni stadio ha il suo alimento. Si riporta nella nota tecnica D.3.1C dimostrazione tecnica di non applicabilità del ricircolo.</p>	Ricircolo, nei desalters a multistadio, di parte dell'acqua effluente dal secondo stadio nel primo, così da minimizzare il volume dell'acqua fresca di lavaggio.
	<p><u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di separatore olio/acqua immediatamente a valle del desalter; le acque scaricate vengono comunque inviate ai separatori tipo API dell'impianto di trattamento acque reflue TAS. Periodicamente vengono effettuate analisi delle acque di scarico dei desalter, in particolare quotidianamente è monitorato il contenuto di HC, che risulta essere assente. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Trasferimento delle acque reflue dal desalter in serbatoi di sedimentazione per migliorare la separazione olio/acqua.
	<p><u>Non Applicabile</u> I Desalter non prevedono lo svuotamento dei fanghi durante la marcia normale. Considerate le esigenze specifiche del processo in relazione alle tipologie di greggi trattati l'azione di rimozione dei fanghi dal desalter con modalità batch non è necessaria e lo svuotamento dei fanghi viene normalmente fatto durante la fermata generale per manutenzione. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Verifica ed ottimizzazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi. Il lavaggio dei fanghi è un'operazione discontinua (batch) di agitazione/ mescolamento della fase acquosa nel desalter per mantenere in sospensione e rimuovere i solidi accumulati sul fondo del desalter stesso.

	<p><u>Non Applicabile</u> Non è previsto un sistema di rimozione dei fanghi durante la marcia normale dell'unità. La rimozione dei fanghi avviene solamente durante la fermata generale per manutenzione. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua.
	<p><u>Non Applicabile</u> Si ritiene che l'utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore non rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Gela. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore.
	<p><u>Non Applicabile</u> Non si ritiene che uno specifico pretrattamento delle acque scaricate dai desalter tra quelli indicati a margine rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Gela. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniaci) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione.
Distillazione atmosferica 1	<p><u>Non Applicabile</u> Lo strippaggio delle frazioni laterali avviene mediante iniezione di vapore. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.</p>	Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.
Distillazione atmosferica 2	<p><u>Non Applicabile</u> Lo strippaggio delle frazioni laterali avviene mediante iniezione di vapore. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.</p>	Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.
Distillazione sottovuoto	<p><u>Non Applicabile</u> Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Si ritiene che un sistema misto eiettori/pompa a vuoto rappresenti una MTD non applicabile alla presente unità. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1D).</p>	Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore.

	<u>Non Applicabile</u> L'utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, è inviato a trattamento all'unità SWS. Non è previsto riutilizzo alle unità di Desalting in quanto vengono qui recuperate altre acque di raffineria (per maggior dettagli si veda Gestione delle acque).	Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalting.
Coking 1	<u>Non Applicabile</u> La tecnica non è coerente con le richieste della Raffineria sui prodotti ottenuti. Si rimanda all'allegato D.3.1 E la dimostrazione di non applicabilità della tecnica flexicoking.	Valutare la tecnica flexicoking (fluid coking + gassificazione) per aumentare la resa in gas combustibili
	<u>Non Applicabile</u> I liquidi oleosi vengono recuperati nella carica degli impianti.	Valutare la possibilità di utilizzare, ove possibile, i cokers anche come alternativa per distruggere liquidi oleosi fuori norma e fanghi
	<u>Non Applicabile</u> L'unità Coking 1 si basa sul processo Delayed coking.	Convertire in H ₂ S il COS (solfo di carbonile) del coke gas generato da flexicokers
Coking 2	<u>Non Applicabile</u> La tecnica non è coerente con le richieste della Raffineria sui prodotti ottenuti.	Valutare la tecnica flexicoking (fluid coking + massificazione) per aumentare la resa in gas combustibili
	<u>Non Applicabile</u> I liquidi oleosi vengono recuperati nella carica degli impianti.	Valutare la possibilità di utilizzare, ove possibile, i cokers anche come alternativa per distruggere liquidi oleosi fuori norma e fanghi
	<u>Non Applicabile</u> Il calore dei fumi di combustione del forno F-301 viene recuperato per il preriscaldamento dell'aria comburente.	Utilizzare caldaia a recupero
	<u>Non Applicabile</u> L'unità Coking 2 si basa sul processo Delayed coking.	Convertire in H ₂ S il COS (solfo di carbonile) del coke gas generato da flexicokers
Cracking catalitico a letto fluido	<u>Non Applicabile</u> L'unità è dotata di una sezione di rigenerazione a combustione parziale seguita da una caldaia ove avviene la combustione completa.	Monitoraggio dell'ossigeno (tipicamente al 2%) per gli impianti FCCU a rigenerazione full burn, per ridurre le emissioni di CO.

	<p><u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. Infatti il CO Boiler è dotato di bruciatori Low NOx. Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS. Non sono implementati sistemi di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NOx dai gas di scarico del rigeneratore. Tuttavia va osservato che la concentrazione di NOx in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm³ (valore medio 2004 = 171,5 mg/Nm³) indicato dalla LG MTD Raffinerie, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili con l'applicazione delle MTD. Pertanto le tecniche di trattamento secondario dei fumi (SCR e SNCR) non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Tale considerazione è inoltre desumibile dallo studio condotto e riportato in allegato (allegato D.3.1A).</p>	<p>Riduzione delle emissioni di NOx attraverso un'opportuna combinazione delle seguenti tecniche: - Modifica della geometria e delle operazioni del rigeneratore, soprattutto per evitare alti picchi di temperatura; questa tecnica può produrre un aumento delle emissioni di CO; non è ambientalmente giustificata qualora fossero necessarie delle modifiche maggiori. - SNCR su gas di scarico. - SCR su gas di scarico.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS. Non sono implementati sistemi di tipo De SOx e FGD per la rimozione degli SOx dai gas di scarico del rigeneratore. Va osservato che la concentrazione di SO₂ in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 - 1500-mg/Nm³ (valore medio 2004 = 709 mg/Nm³). Tali tecniche di trattamento secondario dei fumi (De SOx e FGD) non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Tale considerazione è inoltre desumibile dallo studio condotto e riportato in allegato (allegato D.3.1A).</p>	<p>Riduzione delle emissioni di SO₂ attraverso la combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo di De SOx catalitico. • 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 CO₂), produzione di rifiuti e di acqua reflua. • 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.
<p>Isomerizzazione– Butamer</p>	<p><u>Non Applicabile</u> Nei reattori di isomerizzazione viene utilizzato un catalizzatore a base di allumina contenente Pt attivati con composti clorurati direttamente dal fornitore. Pertanto è previsto l'utilizzo di promotori clorurati durante l'operatività dell'unità.</p>	<p>Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata.</p>

Isomerizzazione– HIB	<u>Non Applicabile</u> L'unità non utilizza forni di processo	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> L'unità prevede uno strippaggio nella colonna D102 con solo vapore BP	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> Nei reattori di isomerizzazione viene utilizzato un catalizzatore a base di allumina contenente Pt attivati con composti clorurati direttamente dal fornitore. Pertanto è previsto l'utilizzo di promotori clorurati durante l'operatività dell'unità.	Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata.
Eterificazione-MTBE	<u>Non Applicabile</u> Nell'attuale assetto operativo della raffineria, l'aumento della conversione di iso-olefine non risulta giustificato in quanto comporterebbe una riduzione della produzione di alchilato all'unità di Alchilazione mentre l'attuale produzione di MTBE dell'unità è compatibile con il bilancio di raffineria e ulteriore produzione di MTBE non risulterebbe giustificata. Pertanto non si ritiene opportuno valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.	Valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.
Produzione di Idrogeno Texaco, PSA, PRISMA	<u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di forno di preriscaldamento.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
Purificazione dell'Idrogeno	Si veda la sezione precedente relativa all'impianto di produzione idrogeno.	Le MTD applicabili sono quelle indicate nella sezione relativa agli impianti di produzione idrogeno.
Stoccaggio e movimentazione prodotti		
<i>Prevenzione e controllo delle emissioni fuggitive di VOC</i>		Vedi MTD nella sezione generale
	<u>Non Applicabile</u> Non sono previsti significativi interventi di riduzione del numero totale di serbatoi presenti in raffineria.	Preferire l'utilizzo di pochi serbatoi di dimensioni elevate in alternativa a tanti di dimensioni più ridotte (tecnica applicabile per le nuove raffinerie/ unità).
<i>Serbatoi a tetto fisso</i>	<u>Non applicabile</u> I serbatoi con prodotti volatili sono già con tetto galleggiante.	Installazione di un tetto interno galleggiante qualora si decida di utilizzarli per lo stoccaggio di prodotti volatili.

		<u>Non Applicabile</u> Non esistono serbatoi polmonati presso la raffineria. I distillati leggeri sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante esterno o interno (vedi sopra).	Polmonazione con gas inerte (in alternativa alla precedente).
Impianto trattamento acque reflue	di	<u>Non applicabile</u> Le acque in uscita dei SWS vengono in parte riciclate presso alcuni impianti di raffineria come acqua per controlavaggi degli air cooler (es. Impianti FCC, HDS, Topping 1 e 2).	Riutilizzo dell'acqua acida proveniente dal SWS come acqua di lavaggio del desalter (o come acqua di lavaggio in testa alla colonna principale FCC).
		<u>Non Applicabile</u> Il processo di polimerizzazione non è presente in Raffineria.	Pre-trattamento dell'acqua reflua di processo derivante dall'unità di polimerizzazione a causa dell'alto contenuto di fosfati.
		<u>Non Applicabile</u> La raffineria attualmente non tratta acque di zavorra: l'impianto Trattamento Acque di Zavorra (TAZ) non è più operativo dall'entrata in vigore del D.Lgs 182/03.	Stoccaggio in serbatoi a tetto galleggiante delle acque di zavorra, che possono contenere prodotti volatili e quindi generare emissioni significative di VOC e problemi di sicurezza.
Sistemi raffreddamento	di	<u>Non Applicabile</u> Non sono previsti sistemi di utilizzo del calore a bassa temperatura (es. mediante distribuzione di acqua a bassa temperatura) poiché in pratica, visto l'elevato grado di integrazione termica degli impianti di raffineria, non esistono possibilità di utilizzo di calore a bassa temperatura. La fornitura di calore ad eventuali utilizzatori esterni richiede apparecchiature e sistemi di distribuzione appositi che non sono stati sviluppati in considerazione delle caratteristiche climatiche della zona.	Valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica di riutilizzo del calore ad un livello basso.

COMMENTI ALLA "RELAZIONE ISTRUTTORIA" PRO AIA RAFFINERIA DI GELA

Ai fini del presente documento la 1a pagina della **relazione istruttoria** fornitaci viene identificata con il Cap. 4 – Oggetto dell'autorizzazione.

1) pag. 1 la prima domanda AIA è stata presentata il 29 gennaio 2007 e non il 20 come riportato. Inoltre non viene richiamata la pratica di aggiornamento AIA inviata a luglio 2007 riguardante la copertura dei flottatori (TAS), l'impianto di pretrattamento gas prodotto dalle unità Coking 1 e 2 (TGTU) e la realizzazione dei 2 nuovi serbatoi di greggio (S111 ed S112).

2) pag. 3 il codice NACE revisionato è ora 19.20 e non più 23.20. Più che capacità di produzione si deve intendere **capacità di lavorazione** che è di 5.350.000 t/anno **oltre alle riserve di legge** e comunque solo come carica agli impianti di distillazione primaria (vedi nota 2 colonna "capacità di produzione" *saltata* in quanto la tabella è priva dell'ultimo rigo e della nota specifica).

3) pag 10 quando si parla dell'impianto TAC si dice che esso *utilizza le acque convogliate dalla diga sul fiume Dirillo e l'acqua prodotta dall'impianto di Dissalazione, dall'impianto Biologico urbano e dall'impianto TAS/TAC*, andrebbero aggiunte le acque recuperate dal TAF giusta autorizzazione Interministeriale relativa al progetto di bonifica approvato per suolo/sottosuolo.

4) pag 11 anche se comunque poi ben descritta a pag 12, a proposito del Blow Down si dice che *"D/D1" e "C" sono quelle che si attivano per prime in caso di disservizi/emergenze, mentre l'intervento della torcia "B" si realizza solo in casi estremi connessi a blocchi generali di Sito.* Bisognerebbe cambiare "D/D1" con solo "D1" e "D/B" al posto di "B". Si suggerisce inoltre di modificare il terzo capoverso del par. 8 in linea con quanto previsto dal DM del 29 gennaio 2007 "linee guida MTD Raffinerie" come segue: Le torce della Raffineria sono essenziali per la per la sicurezza ed il controllo ambientale ove vengono distrutti, tramite ossidazione termica (combustione), potenziali scarichi di gas idrocarburici indesiderati o in eccesso oppure generati durante situazioni di emergenza, transitorio, fermata o avviamento degli impianti; la sequenza di intervento prevede lo scarico della torcia D1 e successivamente della C entrambe dotate di dispositivi smokless.

5) pag 14 all'ultimo rigo si parla di *rampe di carico per il bitume* che da tempo non esistono più nel sito; eliminare il suddetto riferimento

6) pag 15 per i *serbatoi a tetto galleggiante* si dice che sono *dotati di tenuta ad anello liquido*: modificare con "dotati di doppia tenuta".

7) pag 26 la relazione riporta come non analizzati gli impatti dalle attività di stoccaggio/movimentazione del pet-coke; RaGe, in occasione dell'invio della documentazione a corredo della pratica, ha fornito tutte le informazioni attinenti tale item (barriere frangivento, altezza max stoccaggio cumuli, sistemi di irrorazione con filmanti, utilizzo di camion telonati ecc). I sistemi di mitigazione degli impatti in oggetto sono stati inoltre oggetto di attenzione da parte del GI AIA nel corso del sopralluogo di giugno 2009, che ne ha potuto constatare la funzionalità sia al parco isola 29 che 4.

8) pag 29 nei consumi idrici si legge che *la risorsa naturale derivante dalla Diga Dirillo, risulterebbe, a meno degli utilizzi agricoli, interamente dedicata ad usi industriali*; tale configurazione era vera all'atto della presentazione dell'istanza AIA (2007), ora quota parte di tale risorsa (ca 70 lt/sec) viene prelevata da EAS per usi potabili in ossequio all'accordo di programma stipulato con il MATTM, Regione Sicilia, Eni ecc e di cui RaGe ha fornito copia nell'ambito dell'integrazione di documentazione richiesta dal GI (nota RAGE del 12 giugno 2009 – allegati A1 e A2).

9) pag 34 al secondo paragrafo *si sottolinea infine la presenza di alcuni punti di emissione preventivamente non autorizzati. In particolare il numero 30 e 31, relativi ad interventi di adeguamento impiantistico previsti nella documentazione allegata alla domanda originariamente presentata dal Gestore ed ormai realizzati.* Si fa riferimento ai due punti emissivi derivanti dalla copertura dei flottatori impianto TAS oggetto di apposito aggiornamento riportate nelle schede B6 ai punti E30 ed E31.

Si suggerisce di inserire sia nel testo sia nei punti della scheda B6 il riferimento alla comunicazione del Gestore RAGE/AD/494/T del 21.5.2009 effettuata ai sensi dell'art.2 L. 243 del 19.12.2007

10) pag 42 quando si fa riferimento all'analisi dei disservizi nel triennio 2006-2008, ed in particolare all'anno 2007 caratterizzato da assenza di fenomeni rilevanti ma con portata scaricata maggiore degli altri 2 anni, la commissione desume possa attribuirsi ad *un funzionamento delle torce essenzialmente legato al bilanciamento della rete FG, sia pure in presenza di un circuito di recupero gas*. In effetti più a che a un bilanciamento ottimale della rete FG tale fenomeno è da attribuire ad una serie di disservizi di modesta entità che non hanno comportato necessità di segnalazione.

11) pag 62 al 2° paragrafo si analizzano i contenuti del Decreto Assessoriale n. 176/GAB a proposito del Piano regionale di coordinamento della qualità dell'aria ambiente. L'art. 2 di tale decreto fissa limiti massimi di emissioni molto restrittivi nella regione per le polveri totali. Si evidenzia che la stessa regione ha successivamente chiarito il contesto del decreto con nota prot. 1791 del 08/11/2007 inviata alla Confindustria di Siracusa specificando che *tali limiti regionali non si applicano agli impianti sottoposti ad autorizzazione integrata ambientale sia statale che regionale per i quali resta fermo quanto previsto dal D.Lgs. 59/2005*.

12) pag 66 in questo caso si analizzano i contenuti del Decreto Assessoriale n. 175/GAB per cui rimangono valide le considerazioni già emarginate al punto 11).

13) pag 71 all'ultimo paragrafo del punto 6.3 si chiede a RaGe *di fornire i dati di sintesi dello studio dell'ecosistema generatosi per il fiume Gela*; tali dati sono già stati forniti dalla Raffineria con l'invio della documentazione datata 24/06/2009 all'interno dell'aggiornamento della Scheda A19 – allegato 8.

14) pag 81 CONSIDERAZIONI FINALI - al terzo paragrafo vengono riportate alcune considerazioni non perfettamente coerenti con la realtà: sarebbe più corretto affermare che la Raffineria fornisce al Comune di Gela il servizio di approvvigionamento di acqua dissalata e remineralizzata prodotta nell'impianto di dissalazione e che la Raffineria gestisce impianti di dissalazione/remineralizzazione ; l'acqua della diga Dirillo non è più interamente dedicata ad usi industriali [vedasi considerazioni riportate al superiore punto 8) pag 29].

15) pag 81 al 4° capoverso sarebbe più corretto parlare di stoccaggio e movimentazione del petcoke (e non di stoccaggio e utilizzo) in relazione al possibile impatto delle polveri. A questo proposito andrebbe evidenziato che nel corso del sopralluogo il Gestore aveva dichiarato l'intenzione di procedere alla realizzazione di un deposito coke coperto al fine di minimizzare il suddetto impatto.

16) pagg 81/82 nella relazione viene riportato che *anche per quanto riguarda la matrice acqua esistono dei fattori di particolarità legati alla compresenza di reflui industriali prodotti dalla Raffineria, con altri reflui prodotti da terzi (sia di origine civile ed industriale) con il loro mescolamento prima dello scarico nel corpo idrico recettore*. Ad eccezione dei reflui industriali provenienti dall'ASI che si miscelano in ingresso a quelli di RaGe prima dell'impianto Biologico Consortile (che comunque vengono periodicamente controllati in ossequio al Regolamento di Fognatura vigente), i reflui civili hanno linea, trattamento e scarico assolutamente dedicati per cui in quest'ultimo caso non ritengo si possa parlare di *mescolamento*.

D.3 - Metodo basato su criteri di soddisfazione**D 3.1 - Confronto fasi rilevanti - LG nazionali**

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Raffineria – SGA	<u>Applicata</u> La raffineria ha implementato un sistema di gestione ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire da Ottobre 2000. Nel 2004 ha ottenuto il rinnovo della certificazione. È inoltre in corso l'iter per il raggiungimento della registrazione EMAS. Va osservato che la raffineria, oltre alle procedure del SGA, è inoltre dotata di un sistema di procedure operative ed istruzioni tecniche finalizzate alla gestione complessiva della raffineria.	Nelle raffinerie italiane si considera MTD l'adozione, volontaria, di Sistemi di Gestione rispondenti ai requisiti indicati nelle norme internazionali ISO 14001 o EMAS, al sistema Responsible Care o ad altri sistemi equivalenti. Il sistema di gestione di questo documento è inteso come una MTD necessaria ma non sufficiente e, per essere efficace, deve essere totalmente integrato con tutte le altre tecniche operative e tecnologie MTD selezionate per la specifica raffineria.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Miglioramento dell'efficienza energetica	<p><u>Applicata</u></p> <p>La gestione dell'energia rappresenta un aspetto gestionale di fondamentale importanza per la raffineria.</p> <p>Nell'ambito del sistema di gestione ambientale (SGA) è prevista una procedura per il monitoraggio dei consumi energetici finalizzato a contabilizzare le emissioni di CO₂ della raffineria al fine di limitarne le emissioni diminuendo quindi i consumi di combustibili.</p> <p>Inoltre la gestione energetica viene fatta nell'ambito delle attività di gestione operativa ed i consumi sono contabilizzati da un'apposita funzione addetta alla contabilità industriale (funzione PRAP). Infine la raffineria di Gela ha una funzione energy conservation (ENEC) per l'ottimizzazione dell'uso dell'energia elettrica.</p> <p>Infine i consumi energetici vengono valutati in confronto ai competitor visto che la raffineria partecipa allo studio biennale di Solomon.</p>	Adozione di un sistema di gestione dell'energia come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale.

Applicata

Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio in continuo dell'O₂ e della T all'uscita forno e/o a camino con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Anche le caldaie della Centrale Termoelettrica sono dotate di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della temperatura .

Tutti i sistemi di monitoraggio sono inseriti nel piano di controllo della strumentazione.

Inoltre la maggior parte dei forni (unità Topping 1/2, Vacuum 1/2, Coking 1/2, LCN, Platforming MF e BTX e frazionamento benzine) e le caldaie dell'impianto CTE sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni stessi.

I valori medi di efficienza dei forni della Raffineria sono riportati nella seguente tabella.

Unità	Forno	Efficienza (%)
Topping 1	Forno 300-F1	89,5
Topping 2	Forno 302-F1	89,5
Vacuum	Forno 330-F1	86
FCC – CO boiler	FCC – CO boiler	85
Coking 1	Forno 303-F1/F2/F3	89,5
Coking 2	Forno F-301	89,5
LCN	Forno F-201	86
Desolforazione Gasoli	Forno 307-F101	89,5
Desolforazione Flussanti	Forno 308-F1	65
Frazionamento Benzine	Forno 328-F101	89,5
Platforming	Forno 326 F2/F1	70
Unifining MF	Forno 305-F101	89,5
Platforming MF	Forno 305-F102	89,5
Unifining BTX	Forno 306-F1	89,5
Platforming BTX	Forno 306-F2	89,5
Alchilazione	Forno 317-F1	80
Claus	Termocombustore B2	85

Come si evince da quanto riportato nella tabella, i valori medi di efficienza variano tra 65% e 89,5%.

Gestione ottimale delle operazioni di combustione; ricorso a campagne analitiche e di controllo periodiche per il miglioramento della combustione: forni e caldaie possono raggiungere tipicamente un'efficienza termica del 85% ed oltre, tramite un attento monitoraggio e controllo dell'eccesso d'aria e della temperatura dei fumi. Qualora fosse applicato il preriscaldamento dell'aria di combustione e /o la temperatura di uscita dei fumi fosse mantenuta ad un livello prossimo a quella del punto di inizio condensazione, l'efficienza termica potrebbe raggiungere livelli del 90-93%.

	<p><u>Applicata</u></p> <p>Le unità Topping 1, Vacuum e Coking 1 rappresentano un sistema di unità particolarmente integrate. Inoltre risultano integrate anche l'aria calda dello SNOx che riscalda l'aria della CTE e le unità FCC e Vacuum. Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro, ottimizzate con recupero di calore dei flussi caldi e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte.</p> <p>Esistono inoltre sistemi di recupero calore da flussi ad alto contenuto termico mediante produzione di vapore: le unità Topping 1 e Topping 2 surriscaldano vapore BP nella convettiva dei forni; le unità Coking 1 e 2 producono vapore MP e BP; l'unità FCC produce vapore MP; l'unità platforming MF produce vapore MP; l'unità Acido Solforico produce vapore MP; le unità Butamer e Frazionamento Aromatici producono vapore BP. L'impianto SNOx produce vapore a BP, l'unità Claus vapore AP/BP.</p> <p>Recentemente alcune unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico finalizzato a minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis. Lo studio ha evidenziato alcuni margini di miglioramento e per i più significativi sono stati predisposti specifici studi di fattibilità per sviluppare alcuni interventi.</p> <p>Nell'ambito degli studi di miglioramento efficienza energetica è stato identificato l'intervento di installazione di uno scambiatore all'unità Topping 2 per il recupero di calore per il preriscaldamento.</p> <p>Inoltre la Raffineria di Gela ha identificato un altro intervento Energy Saving, finalizzato al recupero di calore da flusso HCO prodotto dall'unità FCC per produzione vapore.</p> <p>Infine va considerato che l'EII valutato da Solomon nel 2004 pone la raffineria nel 3° quartile nella relativa classe di complessità</p>	<p>Ottimizzazione del recupero di calore dei flussi caldi di processo all'interno del singolo impianto e/o tramite integrazioni termiche tra diversi impianti/ processi, attraverso per esempio l'applicazione di tecniche di process integration basate sull'utilizzo della pinch analysis o di altre metodologie di ottimizzazione di processo.</p>
--	---	---

	<p><u>Applicata</u> La generazione dei vettori energetici (elettricità e vapore) avviene grazie alla centrale termoelettrica (CTE) gestita della raffineria. La centrale termoelettrica a servizio della raffineria consta di 5 caldaie per la produzione di vapore di potenza e 4 turbine a vapore per la cogenerazione di calore ed elettricità. Tutte le caldaie dell'impianto CTE sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica. La raffineria sta effettuando studi di prefattibilità per l'inserimento di una turbina a gas con caldaia a recupero. E' inoltre presente nell'unità FCC un turboespander per la produzione di energia elettrica.</p>	<p>Valutazione delle possibilità dell'applicazione di efficienti tecniche di produzione di energia, come: l'utilizzo di turbine a gas con caldaie a recupero calore (waste heat boilers); preriscaldamento dell'aria di combustione; installazione di impianti a Ciclo combinato di generazione/ cogenerazione di potenza (CHP), IGCC; sostituzione delle caldaie e dei forni inefficienti con forni e caldaie efficientemente progettati. Per questi interventi si dovrebbero esaminare la fattibilità tecnica nell'ambito della configurazione operativa e produttiva della raffineria, le dimensioni delle nuove attrezzature e gli spazi necessari alla loro installazione, la durata restante dell'investimento, l'effettivo ottenibile, in modo da valutare l'effettività dei costi ed i reali benefici ambientali ottenibili.</p>
	<p><u>Applicata</u> Preliminarmente al passaggio negli scambiatori di calore, nei forni e nelle caldaie è previsto l'utilizzo di prodotti antisporcamento al fine di ottimizzare l'efficienza di scambio termico. Generalmente nelle caldaie per la produzione di vapore vengono utilizzati prodotti deossigenanti e viene effettuato l'abbattimento di tracce dei Sali e della silice.</p>	<p>Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie.</p>
	<p><u>Applicata</u> La quasi totalità degli impianti e dei offsite (serbatoi, etc.) è servita da un'estesa rete di recupero della condensa che viene inviata agli impianti di Trattamento TAC per la produzione di acqua DEMI. Nel 2004 la quota di condensa recuperata dalla raffineria ammonta a circa 2.000.000 m³ e rappresenta circa 25% dell'approvvigionamento idrico della raffineria. Va osservato che parte del vapore viene utilizzato ai fini del processo e quindi non risulta recuperabile.</p>	<p>Riutilizzo dell'acqua di condensa</p>
	<p><u>Applicata</u> Si veda la sezione Torcia</p>	<p>Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
<p>Gestione della bolla di raffineria</p> <p>Tecniche di tipo primario</p>	<p><u>Applicata</u></p> <p>Tutte le unità di raffineria sono progettate per massimizzare l'efficienza energetica in relazione alle peculiarità delle apparecchiature di processo e all'assetto per quanto riguarda la produzione dei vettori energetici.</p> <p>Come già descritto, in generale, è previsto il recupero di calore dai flussi caldi di processo all'interno delle singole unità e, in alcuni casi, le unità risultano termicamente integrate (unità Topping 1, Vacuum, Coking 1 e unità CTE, SNOx). Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro, ottimizzate con recupero di calore dei flussi caldi e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte.</p> <p>Recentemente alcune unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico finalizzato a minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis. Lo studio ha evidenziato alcuni margini di miglioramento e per i più significativi sono stati predisposti specifici studi di fattibilità per sviluppare alcuni interventi.</p> <p>Esistono inoltre sistemi di recupero calore da flussi ad alto contenuto termico con produzione di vapore e generazione di potenza.</p> <p>Ai fini energetici vengono utilizzati in raffineria i seguenti combustibili:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gas combustibile di raffineria (Fuel Gas); • olio combustibile autoprodotta (Fuel Oil); • gas naturale immesso in rete fuel gas di raffineria; • pet Coke. <p>Va osservato che nel 2004 il fabbisogno energetico di combustibili degli impianti della fase di raffinazione viene soddisfatto prevalentemente con combustibili gassosi (fuel gas e gas naturale) che rappresentano circa il 90% del fabbisogno complessivo di combustibili. Laddove viene bruciato Pet Coke (in CTE) è installato l'impianto SNOx per il trattamento secondario dei fumi.</p> <p>Tutti i flussi vengono sottoposti a lavaggio amminico prima dell'invio nella rete distribuzione.</p>	<p>Riduzione di SOx nella combustione, in forni, caldaie e turbine, tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ottimizzazione della efficienza energetica, riducendo quindi i consumi di combustibili e le relative emissioni (vedi MTD su efficienza energetica); • massimizzazione dell'utilizzo di gas di raffineria desolforato e soddisfacendo il resto del fabbisogno energetico, ove tecnicamente ed economicamente possibile, con combustibili liquidi a basso tenore di zolfo; • ottimizzazione dell'efficienza delle operazioni di desolforazione negli impianti di lavaggio (amine scrubbing) e recupero zolfo (Claus e Tail Gas clean up).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>L'ammina utilizzata nelle colonne di lavaggio viene quindi rigenerata in apposite colonne rigeneratrici per liberare H₂S che viene collettato ed inviato all'unità di recupero zolfo (dotata di unità Claus) per la produzione di zolfo elementare.</p> <p>Al fine di garantire un funzionamento sicuro ed efficace delle colonne di lavaggio, l'ammina povera di H₂S, prima dell'invio alle colonne di lavaggio viene filtrata con filtri a cartucce e filtri a carboni attivi al fine di trattenere eventuali impurezze nell'ammina stessa.</p> <p>Il contenuto medio di H₂S nel fuel gas per l'anno di riferimento (2004) è risultato mediamente di circa 627,73 mg/Nm³ corrispondente ad un contenuto medio di zolfo di 0,076 % peso.</p> <p>Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificato come OC a basso tenore di zolfo e OC ad medio tenore di zolfo, dato che il tenore medio di zolfo nel 2004 è risultato inferiore a 0,5% in peso e a 2% in peso.</p> <p>Il Pet-coke utilizzato in centrale ha riportato un tenore medio annuo nel 2004 di 4 – 4,5% wt di zolfo.</p> <p>Dal 2005 previa ottimizzazione dei tenori di zolfo nei combustibili la percentuale di zolfo su Fuel Oil a medio tenore di zolfo si è attestata a circa 1,2-1,5%.</p> <p>La concentrazione media di SO₂ nei fumi prodotti dai forni di processo e dalle caldaie di CTE per l'anno 2004 è compresa tra i 38 ed i 6.200 mg/Nm³ al 3% di O₂ (il valore massimo è stato registrato sulla CTE per la quale il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali. Si precisa inoltre che i suddetti valori consentono alla Raffineria di rispettare i limiti normativi applicabili).</p>	
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni.</p> <p>Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio in continuo</p>	<p>Riduzione di NOx tramite:</p> <ul style="list-style-type: none"> • gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi; • utilizzo di bruciatori low NOx, ultra low NOx, ricircolazione fumo (FGR), reburning;

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD																																																
	<p>dell'O₂ e della T all'uscita forno e/o a camino con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Anche le caldaie della Centrale Termoelettrica sono dotate di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della temperatura .</p> <p>Tutti i sistemi di monitoraggio sono inseriti nel piano di controllo della strumentazione.</p> <p>La maggior parte dei forni principali e le caldaie della centrale CTE sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.</p> <p>Tutti i forni principali della fase di raffinazione sono alimentati con FG. Nel 2004 sono stati ad alimentazione mista unicamente i forni dell'unità Topping 1, Topping 2 e Vacuum. L'unità CTE brucia anche Pet Coke, nelle tre caldaie G-100, G-200 e G-300, solo F.O e F.G. nelle rimanenti G-400 e G-500.</p> <p>Il dettaglio dei forni di Raffineria dotati di bruciatori Low NOx è riportato nella seguente tabella.</p> <table border="1" data-bbox="495 730 1220 1398"> <thead> <tr> <th>Unità</th> <th>Forno</th> <th>Low NOx</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Topping 1</td> <td>Forno 300-F1</td> <td>SI</td> </tr> <tr> <td>Topping 2</td> <td>Forno 302-F1</td> <td>SI</td> </tr> <tr> <td>Vacuum</td> <td>Forno 330-F1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>FCC – CO boiler</td> <td>FCC – CO boiler</td> <td>SI</td> </tr> <tr> <td>Coking 1</td> <td>Forno 303-F1/F2/F3</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Coking 2</td> <td>Forno F-301</td> <td></td> </tr> <tr> <td>LCN</td> <td>Forno F-201</td> <td>SI</td> </tr> <tr> <td>Desolforazione Gasoli</td> <td>Forno 307-F101</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Desolforazione Flussanti</td> <td>Forno 308-F1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Frazionamento Benzine</td> <td>Forno 328-F101</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Platfining</td> <td>Forno 326 F2/F1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Unifining MF</td> <td>Forno 305-F101</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Platforming MF</td> <td>Forno 305-F102</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Unifining BTX</td> <td>Forno 306-F1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Platforming BTX</td> <td>Forno 306-F2</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Unità	Forno	Low NOx	Topping 1	Forno 300-F1	SI	Topping 2	Forno 302-F1	SI	Vacuum	Forno 330-F1		FCC – CO boiler	FCC – CO boiler	SI	Coking 1	Forno 303-F1/F2/F3		Coking 2	Forno F-301		LCN	Forno F-201	SI	Desolforazione Gasoli	Forno 307-F101		Desolforazione Flussanti	Forno 308-F1		Frazionamento Benzine	Forno 328-F101		Platfining	Forno 326 F2/F1		Unifining MF	Forno 305-F101		Platforming MF	Forno 305-F102		Unifining BTX	Forno 306-F1		Platforming BTX	Forno 306-F2		
Unità	Forno	Low NOx																																																
Topping 1	Forno 300-F1	SI																																																
Topping 2	Forno 302-F1	SI																																																
Vacuum	Forno 330-F1																																																	
FCC – CO boiler	FCC – CO boiler	SI																																																
Coking 1	Forno 303-F1/F2/F3																																																	
Coking 2	Forno F-301																																																	
LCN	Forno F-201	SI																																																
Desolforazione Gasoli	Forno 307-F101																																																	
Desolforazione Flussanti	Forno 308-F1																																																	
Frazionamento Benzine	Forno 328-F101																																																	
Platfining	Forno 326 F2/F1																																																	
Unifining MF	Forno 305-F101																																																	
Platforming MF	Forno 305-F102																																																	
Unifining BTX	Forno 306-F1																																																	
Platforming BTX	Forno 306-F2																																																	

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD						
	<table border="1" data-bbox="495 212 1218 284"> <tr> <td data-bbox="495 212 725 240">Alchilazione</td> <td data-bbox="725 212 1010 240">Forno 317-F1</td> <td data-bbox="1010 212 1218 240"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="495 240 725 284">Claus</td> <td data-bbox="725 240 1010 284">Termocombustore B2</td> <td data-bbox="1010 240 1218 284"></td> </tr> </table> <p data-bbox="495 316 1249 560">La concentrazione massima di NOx rilevata nei fumi prodotti dai forni di processo e dalle caldaie della CTE nel corso delle campagne analitiche del 2004 è pari a 812 mg/Nm3 al 3% di O2 (per la CTE il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali. Si precisa inoltre che il suddetto valore consente alla Raffineria di rispettare i limiti normativi applicabili).</p>	Alchilazione	Forno 317-F1		Claus	Termocombustore B2		
Alchilazione	Forno 317-F1							
Claus	Termocombustore B2							
	<p data-bbox="495 600 1249 1390"><u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio in continuo dell'O₂ e della T all'uscita forno e/o a camino con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Anche le caldaie della Centrale Termoelettrica sono dotate di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della temperatura . Tutti i sistemi di monitoraggio sono inseriti nel piano di controllo della strumentazione. La maggior parte dei forni principali e le caldaie della centrale CTE sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni. Va inoltre osservato che, al fine di ridurre le emissioni di particolato, tutti i bruciatori funzionanti a fuel oil (impianti Topping 1 e 2, Vacuum e CTE) sono dotati di un sistema di atomizzazione a vapore del combustibile, che secondo il BREF sulle raffinerie, è classificato come Miglior Tecnologia per la riduzione delle emissioni di particolato. Infine, la presenza di forni che bruciano fuel gas permette di ridurre l'elevata percentuale di combustibili gassosi utilizzati nei forni degli impianti di raffineria permette di ridurre le emissioni di particolato. Anche questa risulta classificata come Miglior Tecnologia per la riduzione delle emissioni di particolato secondo il BREF sulle raffinerie.</p>	<p data-bbox="1261 600 2002 624">Riduzione di particolato tramite:</p> <ul data-bbox="1261 632 2002 719" style="list-style-type: none"> • gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi; • utilizzo di combustibili a basso contenuto di ceneri; 						

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	<p>Il tenore medio di ceneri nel fuel oil utilizzato dalla Raffineria nel 2004 è risultato pari a 0,015% wt, paragonabile al valore indicativo di 0,056 % wt per il tenore di ceneri nel heavy fuel oil riportato nel documento “Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants-2003”.</p> <p>La concentrazione media di Polveri Totali rilevata nei fumi prodotti dai forni di processo e dalle caldaie di CTE nel corso delle campagne analitiche del 2004 è compresa tra i 1 e 111,8 mg/Nm³ al 3% di O₂ (per la CTE il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali. Si precisa inoltre che i suddetti valori consentono alla Raffineria di rispettare i limiti normativi applicabili).</p>	
	<p><u>Applicata</u> Come descritto al paragrafo precedente la raffineria implementa varie MTD per la riduzione del particolato. L'olio combustibile utilizzato in raffineria viene autoprodotta. Un campione di ogni lotto predisposto viene analizzato mediante laboratorio e prevede l'analisi delle caratteristiche del combustibile. In questo ambito viene svolta analisi per il contenuto dei metalli che possono significativamente essere contenuti nel combustibile (Nichel e Vanadio). Mediamente il tenore di Nichel e Vanadio nel fuel oil utilizzato nell'anno di riferimento è risultato rispettivamente di 30 e 80 mg/kg, caratterizzando tale fuel oil come combustibile liquido a medio-basso contenuto di metalli (si confronti la sezione 2.10 del documento BRef per le Raffinerie).</p>	<p>Riduzione di metalli:</p> <ul style="list-style-type: none"> • utilizzo delle tecniche per la riduzione del particolato; • monitoraggio dei metalli contenuti nei combustibili liquidi; • utilizzo di combustibili liquidi, ove tecnicamente ed economicamente possibile, a basso contenuto di metalli;

	<p><u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. Tutti i forni sono dotati di sistema di monitoraggio in continuo dell'O₂ e della T all'uscita forno e/o a camino con conseguente possibilità di controllare il tenore d'aria comburente. Anche le caldaie della Centrale Termoelettrica sono dotate di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della temperatura . Tutti i sistemi di monitoraggio sono inseriti nel piano di controllo della strumentazione. La maggior parte dei forni principali e le caldaie della centrale CTE sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.</p> <p>La concentrazione media di CO rilevata nel corso del 2004 nei fumi prodotti dai forni di processo e dalle caldaie di CTE è compresa tra i 5 ed i 1.532 mg/Nm³ al 3% di O₂ (per la CTE il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali). In particolare la concentrazione di CO rilevata nel corso del 2004 a valle dell'impianto CO- boiler (camino E4) è pari a 5 mg/Nm³ al 3% di O₂. Si precisa inoltre che i suddetti valori consentono alla Raffineria di rispettare i limiti normativi applicabili.</p>	<p>Riduzione di CO e VOC: gestione ottimale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi.</p>
--	--	--

<p>Gestione della bolla di raffineria</p> <p>Tecniche di tipo secondario (trattamento dei fumi):</p>	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e solamente per alcuni flussi rilevanti ha previsto l'installazione di sistemi di trattamento fumi.</p> <p>Le caldaie policombustibili G -100, G -200, G -300 della Centrale Termoelettrica, alimentate a Pet coke, F.O e F.G, sono infatti dotate di sistemi di precipitatori elettrostatici, integrati all'impianto SNOx per l'abbattimento degli NOx, SOx e per un ulteriore e pressoché completo abbattimento delle polveri residue (camino E3). I valori di concentrazione di polveri in uscita dal camino E3 rilevata nel corso del 2004 pari a 1 mg/Nm3 (per la CTE il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali)..</p> <p>Nell'impianto di alchilazione è inoltre presente uno scrubber per il trattamento dei fumi (camino E15). La concentrazione di polveri in uscita dal camino E15 rilevata nel corso del 2004 è pari a 2,12 mg/Nm3 al 3% di O₂.</p> <p>L'unità FCC è dotata di sistema di cicloni multistadio a monte della camera di combustione (camino E4). La concentrazione di polveri in uscita dal camino E4 rilevata nel corso del 2004 è pari a 111,8 mg/Nm3 al 3% di O₂.</p> <p>L'installazione di tali tecniche su altri impianti di raffineria non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	<p>Particolato: cicloni multistadio, precipitatore elettrostatico (ESP), filtri, wet scrubbers; le MTD di riduzione del particolato hanno un impatto diretto anche sulla riduzione delle emissioni dei metalli;</p>
--	--	--

	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e solamente per alcuni flussi rilevanti ha previsto l'installazione di sistemi di trattamento fumi.</p> <p>Le caldaie policomustibili G -100, G -200, G -300 della Centrale Termoelettrica, alimentate a Pet coke, F.O e F.G, sono servite da uno specifico impianto SNOx, per l'abbattimento combinato delle emissioni di SOx e NOx contenute nei fumi di combustione.</p> <p>La rimozione degli ossidi di zolfo avviene mediante conversione in un reattore catalitico (reattore DeSOx) dell'anidride solforosa (SO₂) in anidride solforica (SO₃); quest'ultima, raffreddandosi in presenza di vapore acqueo (pure presente nei fumi della combustione), condensa in acido solforico (H₂SO₄) che può essere raccolto ed inviato allo stoccaggio. L'efficienza di rimozione dell'impianto si attesta su valori pari al 94% per gli ossidi di zolfo.</p> <p>L'installazione di tali tecniche su altri impianti di raffineria non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	<p>SOx: FGD (lavaggio/ trattamento di desolforazione);</p>
--	--	---

	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e solamente per alcuni flussi rilevanti ha previsto l'installazione di sistemi di trattamento fumi.</p> <p>Le caldaie policombustibili G -100, G -200, G -300 della Centrale Termoelettrica, alimentate a Pet coke, F.O e F.G, sono servite da uno specifico impianto SNOx, per l'abbattimento combinato delle emissioni di SOx e NOx contenute nei fumi di combustione.</p> <p>La rimozione degli ossidi di azoto (essenzialmente presenti nei fumi sotto forma di ossido nitroso, NO) avviene mediante la conversione in azoto ed acqua in un altro reattore catalitico (reattore DeNOx), aggiungendo modeste quantità di ammoniacale. L'efficienza di rimozione dell'impianto si attesta su valori pari al 90% per gli ossidi di azoto (camino E3).</p> <p>La concentrazione di NOx in uscita dal camino E3 rilevata nel corso del 2004 è pari a 38 mg/Nm3 (per la CTE il valore di O₂ di riferimento dipende dal mix combustibile che nel caso del coke va riferito al 10%, come da decreti autorizzativi regionali).</p> <p>L'installazione di tali tecniche su altri impianti di raffineria non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	<p>NOx: SCR, SNCR;</p>
	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e solamente per alcuni flussi rilevanti ha previsto l'installazione di sistemi di trattamento fumi.</p> <p>Le caldaie policombustibili G -100, G -200, G -300 della Centrale Termoelettrica, alimentate a Pet coke, F.O e F.G, sono servite da uno specifico impianto SNOx, per l'abbattimento delle emissioni di NOx contenute nei fumi di combustione. Si tratta di un processo particolarmente innovativo che, utilizzando quantità ridotte di materie prime, non produce reflui di alcuna natura ma solamente acido solforico commerciale. L'efficienza di rimozione dell'impianto si attesta su valori pari al 94% per gli ossidi di zolfo e al 90% per gli ossidi di azoto.</p> <p>L'installazione di tali tecniche su altri impianti di raffineria non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).</p>	<p>Tecniche combinate di riduzione delle emissioni di SOx e NOx.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Piani di monitoraggio	<u>Applicata</u> Risulta implementato un sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) che risulta descritto nel dettaglio nella scheda E della presente istanza di AIA. Tale sistema risponde ai requisiti delle MTD per quanto riguarda il monitoraggio, con riferimento alla LG sul monitoraggio.	Adozione di un sistema di monitoraggio che consenta un adeguato controllo delle emissioni (fare riferimento alla sezione relativa al monitoraggio di questo documento).

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale dell'acqua	<p><u>Applicata</u></p> <p>La gestione del flusso idrico in ingresso e in uscita dalla raffineria avviene nell'ambito del SGA tramite opportune procedure e istruzioni operative finalizzate a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • garantire il rispetto dei parametri di qualità prescritti dalla legislazione vigente, per gli effluenti idrici in uscita; • assicurare il corretto funzionamento degli impianti di trattamento acque; • garantire la gestione dell'approvvigionamento idrico in condizioni normali e in situazioni di emergenza; • ridurre il quantitativo di acqua prelevata dalle fonti naturali di approvvigionamento, ottimizzando gli aspetti economico/ambientali legati ai riutilizzi interni. 	Adozione di un sistema di gestione delle acque, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale.
	<p><u>Applicata</u></p> <p>In aggiunta alle tecniche di minimizzazione dei consumi descritte al punto successivo, la raffineria ha sviluppato i seguenti studi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • realizzazione dell'impianto TAF, per il recupero acque di falda inserito nell'ambito del Progetto Definitivo di Bonifica della falda, per il riutilizzo delle acque all'interno dei processi produttivi della Raffineria per una quantità stimata di circa 1,5 milioni di m³/a; • recupero e trattamento delle condense di ritorno dalla Raffineria; <p>ottimizzazione dell'impianto TAC con minimizzazione degli eluati di rigenerazione.</p>	Analisi integrata e studi sulle possibilità di ottimizzazione della rete acqua e delle diverse utenze, finalizzata alla riduzione dei consumi.

	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione dei consumi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recupero condense: relativamente al recupero e riutilizzo dell'acqua di condensa si veda la sezione Miglioramento dell'efficienza energetica; • Recupero e trattamento dell'acqua depurata dall'impianto TAS/TAC con produzione di acqua industriale per la raffineria. Da maggio 2003 si può utilizzare anche acqua industriale (TAS/TAC) per le unità di desalting; • Recupero e trattamento dell'acqua reflua depurata dall'impianto Biologico Urbano con produzione di acqua ai fini industriale. Nel 2004 è stato recuperato circa il 30% dell'acqua trattata al biologico. 	<p>Minimizzazione del consumo di acqua fresca (fresh water) aumentando il ricircolo della stessa; applicazione di tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua trattata ove tecnicamente ed economicamente possibile.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione:</p> <ul style="list-style-type: none"> • tecnica per ottimizzare l'efficienza del refrigerante, ottimizzazione prestazioni delle caldaie; • recupero e trattamento dell'acqua depurata dall'impianto TAS/TAC con produzione di acqua industriale per la raffineria. Da maggio 2003 si può utilizzare anche acqua industriale (TAS/TAC) per le unità di desalting. 	<p>Applicazioni di tecniche per ridurre la quantità di acqua reflua generata in ogni singolo processo, attività, o unità produttive.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> • procedure di bonifica e pulizia attrezzature/impianti volte a minimizzare le emissioni verso l'ambiente con controllo delle acque in uscita alle singole unità (impianti, serbatoi ecc.); • collettamento dei soli scarichi acidi al trattamento nell'unità SWS e successivo invio all'impianto TAS per il trattamento con le altre acque dello stabilimento; • presenza di sistemi di pomp-out negli impianti di raffineria e loro installazione nelle unità che ne sono sprovvisti; • implementazione nei serbatoi di stoccaggio slop di sistemi automatici di drenaggio (intervento di miglioramento). 	<p>Applicazioni di procedure operative finalizzate alla riduzione della contaminazione dell'acqua reflua. Trattamento separato di particolari correnti critiche prima del loro invio all'impianto di trattamento acque reflue.</p>
	<p>Si veda la sezione di Impianto di trattamento delle acque reflue.</p>	<p>Collettamento delle acque di dilavamento delle aree inquinate ed invio delle stesse all'impianto di trattamento.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli	<u>Applicata</u> La politica ambientale della raffineria persegue la massimizzazione del recupero e la minimizzazione dei rifiuti prodotti, nonché il loro corretto smaltimento finale. Nell'ambito del proprio SGA la Raffineria ha definito opportune procedure volte a minimizzare l'impatto delle proprie attività e a massimizzare il recupero/riutilizzo e l'idoneo smaltimento dei rifiuti.	Adozione, come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale, di un sistema di gestione impostato sull'obiettivo di ridurre la generazione di rifiuti e di prevenire la contaminazione dei suoli.
	<u>Applicata</u> Il prelievo, la cernita e raggruppamento dei rifiuti prodotti avviene in regime di raccolta differenziata. Le operazioni relative alla gestione dei rifiuti sono regolamentate da specifiche procedure formalizzate nel SGA in essere. Presso la raffineria sono operative diverse aree di deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero. Nel dettaglio: <ul style="list-style-type: none"> • Deposito Temporaneo presso l'Area Discarica; • Deposito Temporaneo GPL/DEINT; • Deposito Temporaneo presso l'Impianto Alchilazione per il deposito di ASO in fusti sigillati in attesa di smaltimento; • Deposito Temporaneo amianto Isola 15. La Raffineria ha realizzato l'impianto TAF, per il recupero acque di falda inserito nell'ambito del Progetto Definitivo di Bonifica della falda, per il riutilizzo delle acque all'interno dei processi produttivi della Raffineria per una quantità stimata di circa 1,5 milioni di m ³ /a. La Raffineria è dotata di un sistema di discariche per rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi (9 vasche), non attualmente in esercizio.	Ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti.

	<p><u>Applicata</u> Alcuni serbatoi di prodotti pesanti, operativi presso la raffineria di Gela, sono dotati di pompe di ricircolo o sistemi analoghi. Inoltre tutti i serbatoi di raffineria vengono movimentati frequentemente limitando in questo caso, anche in misura notevole, la produzione di fondami di serbatoi. La strategia utilizzata dalla raffineria è comunque finalizzata a ridurre la quantità di fondame da rimuovere in fase di bonifica mediante la tecnica della fluidificazione preventiva (tipo COW), che viene avviata nella fase immediatamente preliminare la messa fuori servizio del serbatoio.</p>	<p>Procedure e tecniche per ridurre, durante il normale esercizio, la generazione di fondami di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le attività di bonifica per serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti prevedono l'utilizzo di tecniche tipo <i>Crude Oil Washing</i> (COW): fluidificazione dei fondami mediante iniezione/ricircolo con prodotto compatibile (greggio/olio) e massimizzazione del recupero del prodotto fluidificato. In generale, le attività di bonifica di impianti ed attrezzature sono regolamentata da specifica procedura del SGA.</p>	<p>Procedure per ridurre la produzione di rifiuti durante le operazioni di manutenzione o fuori esercizio dei serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.</p>
	<p><u>Applicata</u> I fanghi prodotti dalla linea chimico fisica (TAS) sono sottoposti a centrifugazione. La frazione oleosa dai fanghi di trattamento acque reflue (TAS) vengono recuperati e riprocessati. I fanghi estratti dall'impianto Biologico Industriale sono sottoposti ad ispessimento, disidratazione meccanica, mentre quelli provenienti dall'impianto Biologico Urbano sono disidratati meccanicamente (nastro pressa). Per le attività di bonifica serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti si veda il punto precedente.</p>	<p>Tecniche per la riduzione dei volumi dei fanghi prodotti (ad esempio: dewatering/deoling tramite centrifugazione, filtri a pressa, filtri a pressione, filtri rotanti sottovuoto, centrifughe a dischi).</p>
	<p><u>Applicata</u> Per i prodotti volatili o pericolosi vengono utilizzati campionatori a circuito chiuso per evitare da un lato dispersioni del prodotto, dall'altro problemi legati alla sicurezza degli operatori.</p>	<p>Sistemi di campionamento prodotti del tipo a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare</p>

	<p><u>Applicata</u> La messa in sicurezza e la bonifica di impianti ed attrezzature così come le procedure di drenaggio sono regolamentate da specifiche procedure del SGA. Alcuni impianti sono dotati di sistemi di pump out per il recupero della frazione oleosa (da inviare a rilavorazione). Sugli impianti che ne sono sprovvisti la Raffineria di Gela ha attivato un programma di installazione di tali sistemi. Inoltre presso gli impianti di trattamento di acqua di scarico sono presenti sistemi disc-oil per il recupero della parte oleosa. Nei serbatoi di stoccaggio slop verranno implementati sistemi automatici di drenaggio (intervento di miglioramento). Le attività di bonifica per serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti prevedono l'utilizzo di tecniche volte a massimizzare il recupero del prodotto fluidificato (si veda sopra).</p>	<p>Sistemi e procedure di drenaggio, da apparecchiature, contenitori, serbatoi, dedicati per massimizzare la separazione di olio ed acqua, riducendo l'invio di olio nella rete fognaria.</p>
	<p><u>Applicata</u> La Raffineria ha implementato nel Sistema di Gestione Ambientale una procedura per il controllo e la sorveglianza degli scarichi degli impianti in fognatura sia oleosa sia bianca. Entrambe le fognature risultano dotate di rilevatori di esplosività. Inoltre la fogna bianca è dotata di sistemi di monitoraggio in continuo. L'impianto di Trattamento acque reflue è sottoposto a giornalieri controlli analitici, sulla carica, sugli stream intermedi, sugli scarichi finali, degli impianti di trattamento acque reflue secondo quanto previsto dal vigente sistema di monitoraggio delle acque che risulta descritto nel dettaglio nella scheda E. Le eventuali anomalie presso gli impianti di trattamento acque reflue sono gestite mediante apposita procedura e istruzioni operative.</p>	<p>Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue.</p>

	<p><u>Applicata</u></p> <p>Al fine di ridurre gli impatti legati ad eventuali perdite da tubazioni, serbatoi e fognature, la raffineria privilegia una strategia di tipo preventivo mediante azioni di manutenzione preventiva e con ispezioni periodiche dell'integrità delle strutture.</p> <p>La attività della raffineria sulle strutture di cui sopra prevedono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Rete fognaria</u>: la rete fognaria di raffineria viene sottoposta a interventi di manutenzione a fronte di specifiche richieste degli operatori. La rete fognaria oleosa è tuttora sottoposta ad un programma di videoispezione e manutenzione e relining in atto dal 2001 (si vedano i punti successivi); • <u>Linee di processo</u>: sono generalmente fuori terra, su rack o in trincea, e sono soggette ad ispezioni regolari. A partire dal 2001 la Raffineria ha terminato un programma finalizzato a rimuovere le tratte interrate (sottopassi stradali e ferroviari) con la realizzazione di sottopassaggio ispezionabili in calcestruzzo. Nei cunicoli vengono effettuati controlli visivi e è in programma l'installazione di misuratori di esplosività; • <u>Sea line</u>: vedi linee di processo; • <u>Serbatoi</u>: costruzione eseguita secondo Standard internazionali, misurazione in continuo dei livelli, progressiva installazione di doppi fondi (si veda la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti). Nei serbatoi non ancora provvisti di doppi fondi vengono effettuate ispezioni dei fondi con controlli acustici per i serbatoi in esercizio mentre per quelli vuoti vengono fatti controlli non distruttivi. <p>Non sono presenti oleodotti gestiti dalla raffineria. La parte degli oleodotti gestiti dalla raffineria sono in cunicolo.</p> <p>L'azione di manutenzione preventiva e di approfondite ispezioni periodiche per le strutture sopra citate è tuttavia affiancata da un'attività ispettiva dei serbatoi, che viene condotta in accordo alla procedura P-RAGE 137/04 "Ispezione dei serbatoi atmosferici".</p>	<p>Procedure per individuare tempestivamente eventuali perdite delle tubazioni, serbatoi e fognature.</p>
--	---	---

	<p><u>Applicata</u> La resa in prodotti è determinata dal livello di attivazione del catalizzatore. Per mantenere la resa è prevista la variazione dei parametri operativi dell'unità al fine di garantire un efficiente utilizzo del catalizzatore stesso. L'eventuale rigenerazione dei catalizzatori avviene offsite per tutti i catalizzatori ad esclusione di quelli utilizzati per il processo di Reforming e Cracking Catalitico (si veda la relativa sezione: Reforming e Cracking catalitico a letto fluido). I catalizzatori sono gestiti in base alle specifiche dei fornitori in accordo con le procedure del SGA di raffineria.</p>	<p>Corretta gestione dei catalizzatori, per assicurarne il ciclo ottimale di esercizio, prevenendo disattivazioni anticipate con conseguente produzione di rifiuti. Verifica della possibilità di riutilizzo del catalizzatore esausto.</p>
	<p><u>Applicata</u> La raffineria persegue l'obiettivo di massimizzare ed ottimizzare sempre i suoi processi di lavorazione al fine di ridurre la produzione di prodotti fuori norma. L'assetto impiantistico è infatti tale da evitare lotti di produzioni fuori norma, a meno di situazioni transitorie o upset.</p>	<p>Ottimizzazione dei processi di lavorazione negli impianti per ridurre la produzione di prodotti fuori norma e rifiuti da riciclare.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le macchine e le attrezzature in generale sono sottoposte a un piano di ispezione/manutenzione preventivo e predittivo volto a ottimizzare, tra le altre cose, l'utilizzo dei fluidi lubrificanti. Gli oli lubrificanti vengono sottoposti ad analisi regolari (mensili) per monitorarne continuamente lo stato e garantire il ricambio solo quando necessario. Sono inoltre in essere contratti di manutenzione con ditte specializzate volti al controllo della qualità degli oli contenuti nei trasformatori, nelle macchine rotanti e nei motori elettrici, affiancati da controlli periodici da parte dei tecnici di raffineria. La raffineria ha inoltre installato per il GPL pompe con tenute a secco per evitare l'utilizzo di olio di lubrificazione delle tenute.</p>	<p>Ottimizzazione e controllo dell'uso degli oli lubrificanti nelle macchine per ridurre la necessità e frequenza del ricambio con produzione di rifiuti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Le attività di manutenzione e pulizia impianti/attrezzature sono formalizzate in apposite procedure del SGA e istruzioni operative ed esplicitati nei Manuali Operativi disponibili presso i singoli impianti. In funzione delle specifiche caratteristiche (dimensionali e tecniche) le attrezzature/impianti possono venire manutenzionati/puliti in un'area dedicata (per gli scambiatori) o a bordo impianto. In entrambi i casi l'attività avviene su superfici pavimentate, cordolate e drenate in fognatura oleosa.</p>	<p>Esecuzione delle operazioni di pulizia, lavaggio ed assemblaggio attrezzature solo in aree costruite e dedicate allo scopo.</p>

	<p><u>Applicata</u> Le unità Merox prevedono la rigenerazione della soluzione sodica utilizzata con un processo di ossidazione e separazione di disolfuri presente all'interno di ciascuna unità. La soda liberata viene ricircolata nella colonna di estrazione mentre le soluzioni sodiche esauste, ricche di mercaptani, prima di pervenire all'unità TAS, vengono inviate al trattamento COX per la neutralizzazione.</p>	<p>Ottimizzazione dell'utilizzo della soda impiegata nei vari processi di trattamento dei prodotti (aumentandone il riciclo), per assicurarsi che sia completamente esausta (e non più adeguata alle esigenze di processo) prima di essere considerata un rifiuto.</p>
	<p><u>Applicata</u> Qualora sia necessaria una sostituzione del catalizzatore, è normalmente previsto un flussaggio con atmosfera inerte al fine di poter provvedere all'estrazione in condizioni di sicurezza. L'operazione viene comunque eseguita da ditte specializzate per conto della raffineria. Le sezioni di filtrazione facenti parte dell'impianto e nell'unità TAC sono sottoposte a periodici controlavaggi che utilizzano acqua ricircolata in testa impianto. La sezione di filtrazione facente parte dell'impianto trattamento acque di falda TAF è sottoposta a periodici controlavaggi con acqua trattata. Non sono presenti filtri ad argilla.</p>	<p>Trattamento di filtri ad argilla e sabbia e di catalizzatori con vapore, flussaggio o rigenerazione prima dello smaltimento.</p>
	<p><u>Applicata</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Tutte le aree presso la raffineria sono sottoposte a regolare pulizia; • <u>Scambiatori di calore</u>: il trattamento dell'acqua del circuito di raffreddamento, prevede che l'acqua sia trattata con appositi prodotti antivegetativi/antisporcamento per garantire l'eliminazione delle sostanze organiche ed evitare la precipitazione di carbonati o altre sostanze solide. • <u>Tutte le aree critiche</u>, sono pavimentate e impermeabilizzate; • <u>Pozzetti fognature</u>: la pulizia pozzetti e aste fognarie mediante autopurgo, avviene su segnalazione del personale addetto all'esercizio. 	<p>Definizione ed utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide nella rete fognaria. Le tecniche da considerare sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • periodica pulizia delle aree pavimentate; • pavimentazione delle aree critiche, con attuale o potenziale presenza di olio; • periodica pulizia dei pozzetti delle fognature; • riduzione dei solidi provenienti dalla pulizia e lavaggio degli scambiatori di calore, valutando l'utilizzo di prodotti antisporcamento nell'acqua di raffreddamento.
	<p>Si veda la sezione Impianto di trattamento delle acque reflue</p>	<p>Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane.</p>

	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria rientra nel campo di applicazione del Decreto Legislativo 334/99. Nell'ambito di applicazione del decreto, ha sviluppato ed adottato specifici strumenti gestionali tra cui, in particolare, una Politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, un Sistema di Gestione della Sicurezza (SGS) e un Piano di Emergenza Interno (PEI). All'interno del PEI sono definite le misure organizzative e procedurali attuate dalla raffineria in caso di emergenza al fine di ottenere la rapida soluzione dell'emergenza stessa, il contenimento immediato dell'incidente, la minimizzazione dei possibili danni all'ambiente e la bonifica/messa in sicurezza della zona coinvolta. Il PEI è integrato nel SGA attraverso procedure e istruzioni.</p> <p>In aggiunta a quanto sopra, per ridurre la probabilità di accadimento di sversamenti, la raffineria ha messo in atto i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • tutti i serbatoi atmosferici sono dotati di telelivelli con allarme di alto livello; i serbatoi di categoria A sono dotati di ulteriori allarmi meccanici indipendenti che controllano le escursioni del tetto; ; • sia i serbatoi a tetto fisso che galleggiante sono dotati di valvole motorizzate per automatica intercettazione dei flussi di ingresso nei serbatoi; • è in fase di ultimazione su tutte le linee di processo critiche ad elevato hold-up un sistema di valvole automatiche per il sezionamento; • le aree di carico/scarico prodotti via autobotte DEINT sono pavimentate e drenate; i bracci di carico dal basso (benzine/gasoli da pensiline autobotti) sono inoltre dotati di doppi sconnettori per ridurre il rischio di sversamenti durante il carico; • le aree di carico/scarico prodotti via autobotte deposito interno si caricano modeste quantità di gasoli e GPL, sono pavimentate; • relativamente alle pratiche ispettive e all'installazione di doppi fondi per i serbatoi si veda la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti. 	<p>Esecuzione di un'analisi di rischio ambientale per identificare e prevenire i casi ove possono verificarsi eventi incidentali di sversamento prodotti; in funzione dei risultati dell'analisi di rischio, ed in maniera selettiva, preparazione di un programma temporale degli eventuali interventi e di azioni correttive mirato a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ridurre la probabilità di accadimento dello sversamento (ad esempio mediante utilizzo di procedure per un accurato controllo del livello del prodotto, di allarmi/detectors di perdite di idrocarburi, di allarmi di alto livello, di valvole motorizzate per automatica intercettazione dei flussi di ingresso nei serbatoi, ecc.); • ridurre/fermare l'infiltrazione al suolo e la migrazione dei contaminanti sversati (ad esempio mediante piani con procedure di pronto intervento ambientale, impermeabilizzazioni del bacino di contenimento dei serbatoi, barriere di argilla o membrane plastiche nei confini delle unità o impianto, intercettazioni e canalizzazioni dei flussi, pozzi di monitoraggio e/ o pompe di prelievo olio/ acqua, ecc.).
--	---	--

	<p>Infine, la raffineria ha messo in atto diversi interventi di investigazione del suolo e sottosuolo e di messa in sicurezza sin dalla metà degli anni '80. Nel corso del 2000, ha avviato l'iter procedurale previsto dal Decreto Ministeriale 471/99 in relazione al fatto che il sito di Gela è stato dichiarato sito ad interesse nazionale. Attualmente il sistema di controllo e gestione del sottosuolo e della falda prevede:</p> <ul style="list-style-type: none">• attività di caratterizzazione del sottosuolo della raffineria con maglia 100X100 m e successivamente 50X50 m;• una rete piezometrica per il controllo della falda superficiale e profonda;• rifacimento e prolungamento dell'esistente diaframma plastico di cemento e bentonite, realizzato a Sud del confine dello Stabilimento (già attuato);• costruzione e messa in opera di una barriera idraulica a monte del diaframma plastico, costituita da una serie di pozzi di sbarramento, atti a garantire l'equilibrio dei livelli di falda sia a monte sia a valle del diaframma;• messa in opera di una barriera idraulica con pozzi di sbarramento, in area C, Area T e Area V• esecuzione di prove pilota di bonifica del suolo/sottosuolo consistenti in Soil Vapor Extraction, Bioventing ed Air Sparging;• bonifica di tutta l'area dove ora insiste l'impianto TAF con attestazione della provincia dell'avvenuta bonifica;• trattamento acque di falda emunte in apposito impianto (TAF) e loro riutilizzo all'interno della raffineria;• ulteriore barriera bentonica a copertura del lato sud est della raffineria con relativi pozzi di emungimento;• bonifica in corso di una vecchia discarica di stabilimento denominato vasca A zona 2;• studio per caratterizzare il fondo naturale per acqua di falda e terreno.	
--	--	--

	<p><u>Applicata</u> Il piping di processo è fuori terra, su rack o in trincea (ad esclusione di alcuni sottopassi stradali). La raffineria ha inoltre due sistemi interrati per antincendio:</p> <ul style="list-style-type: none">• un piping a bassa pressione alimentata prevalentemente con acqua mare, che è interrata;• un piping ad alta pressione alimentata con acqua dalla diga di Birillo, fuori terra. <p>Le reti fognarie sono interrato.</p>	<p>Minimizzazione delle tubazioni interrate per le nuove costruzioni: ciò potrebbe risultare raramente applicabile agli impianti esistenti.</p>
	<p><u>Applicata</u> Presso la stazione rifornimento carburanti, sono presenti quattro serbatoi interrati di capacità 10 m³, contenenti 2 di gasolio, 1 di benzine e l'ultimo attualmente vuoto e fuori servizio. Entro il 30 ottobre 2007, la Raffineria prevede di mettere fuori esercizio tutti i quattro serbatoi interrati.</p>	<p>Installazione di doppia parete per serbatoi interrati.</p>

	<p><u>Applicata</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Serbatoi</u>: la raffineria, nell'ambito di una politica aziendale specifica, si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su procedure interne che recepiscono norme internazionali. E' in atto un programma di installazione progressiva di doppi fondi in conformità a opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede . Si veda la relativa sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti. • <u>Linee d'impianto</u>: il piping di processo è essenzialmente fuori terra. Le modalità ispettive sono basate su norme internazionali e regolamentate da procedure di sito. • <u>Sea Line</u>: sulle linee e le apparecchiature utilizzati per la spedizione e la ricezione via mare dei prodotti petroliferi sono stati definiti e sono eseguiti specifici controlli ispettivi periodici, secondo quanto definito dall'apposita Procedura di Raffineria (P-RAGE 93/03 "Controlli su impianti ed apparecchiature"). • <u>Fognature</u>: la raffineria ha in atto dal 2001 un programma di ispezione e manutenzione della rete fognaria oleosa. Gli interventi, prevedono l'esecuzione dell'ispezione televisiva e il successivo relining con calza in vetroresina per le aste principali o totale sostituzione del tratto di fogna. <p>La necessità di protezioni catodiche per la protezione dei fondi dei serbatoi di stoccaggio è stata valutata in linea generale da parte di Eni R&M ed è descritta nella nota tecnica allegata al presente documento (Allegato D.3.1B). La strategia scelta da Eni R&M punta sull'installazione di doppi fondi per i serbatoi di prodotti ad elevata mobilità nel sottosuolo, come sopra richiamato.</p>	<p>Procedure per l'ispezione meccanica, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi.</p> <p>Valutare la necessità di installare protezioni catodiche.</p>
--	---	---

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale delle emissioni fuggitive	<u>Applicata</u> Allo stato attuale la Raffineria stima l'emissione fuggitiva di composti organici volatili (VOC) mediante l'utilizzo di fattori di emissione secondo specifica procedura di Sede: i criteri di stima sono basati su studi di organismi internazionali (EPA, API, Concawe).	Metodi appropriati di stima delle emissioni.
	<u>Applicata</u> Recentemente, presso un'altra raffineria del circuito Eni R&M, è stato svolto un progetto specifico che aveva come obiettivo la definizione di criteri per l'esecuzione del monitoraggio delle emissioni di VOC e che ha compreso un'estesa attività di monitoraggio in campo per un'unità di raffineria con varie tipologie di strumenti. Sulla base dei risultati degli studi condotti, anche la Raffineria di Gela individuerà la metodica e la strumentazione più idonea alla realtà della raffineria da utilizzare per il monitoraggio delle emissioni fuggitive.	Strumentazione appropriata per il monitoraggio delle emissioni.
	<u>Applicata</u> La raffineria ha attivato un programma di installazione di doppie tenute su pompe/apparecchiature critiche e su serbatoi a tetto galleggiante contenenti prodotti volatili (greggio e benzine). Nel dettaglio: <ul style="list-style-type: none"> • serbatoi a tetto galleggiante dotati di doppie tenute (50% del totale); • pompe critiche (per i composti più volatili della virgin nafta) dotate di doppie tenute (100% del totale); • compressori fluidi critici dotati in origine di doppie tenute di sicurezza (100% del totale); Si veda anche la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti.	Modifica o sostituzione di componenti impiantistici da cui si originano le perdite
	<u>Parzialmente applicata</u> La Raffineria insieme con ENI Ricerca e Sviluppo ha di applicato l'approccio di monitoraggio e reporting fuggitive secondo il protocollo tradizionale dell'EPA 21 con equazioni di correlazione agli impianti MF e BTX. Sulla base dei risultati degli studi condotti, la Raffineria di Gela svilupperà un adeguato programma di attività ispirato	Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite.

	ai principi di rilevamento e controllo delle perdite e finalizzato alla sua implementazione nella realtà della raffineria.	
	<p><u>Applicata</u> La raffineria dispone dei seguenti sistemi di recupero vapori per l'abbattimento dei VOC durante le operazioni di caricamento dei prodotti leggeri:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Recupero vapori da pensiline di carico autobotti (ATB) presso il Deposito Interno Nazionale per benzine. Il sistema utilizza due filtri in carbone attivo operanti in parallelo (uno in adsorbimento, l'altro in rigenerazione) e garantisce ampiamente il rispetto delle disposizioni legislative vigenti. Sulla base dei monitoraggi svolti nel corso del 2004, le concentrazioni medie di VOC in uscita sono risultate pari a 2,4 g/Nm³. <p>La gestione degli impianti di recupero vapori è garantita dall'apposita istruzione operativa di reparto.</p>	Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri.
	<p><u>Applicata</u> I vapori idrocarburici originati durante la movimentazione prodotti sono captati mediante sistemi a carboni attivi di paragonabile efficienza rispetto alle tecniche descritte. Tale approccio è alternativo rispetto alle tecniche elencate. Inoltre la Raffineria di Gela ha effettuato la copertura in vetroresina delle vasche API dell'impianto TAS, dove i vapori esausti vanno in una torcia (TK101). La Raffineria di Gela ha inoltre realizzato il nuovo progetto di Copertura, Inertizzazione, Convogliamento e Trattamento degli sfiati che si originano da:</p> <ul style="list-style-type: none"> • flottatori esistenti, denominati MS-5 A/B/C; • pozzetti di raccolta fanghi di fondo S-18 A/B; • pozzetti dei flottati o fanghi leggeri S-17 A/B, della vasca di raccolta delle acque flottate, denominata S-15, compresa la connessa canale di convogliamento dell'acqua disoleata da alimentare all'impianto Biologico Industriale posto a valle. <p>La corrente di vapori esausti è convogliata verso i filtri di adsorbimento (E30 e E31), uno in servizio e l'altro di riserva, che realizzano un abbattimento a secco degli idrocarburi in grado di garantire i limiti imposti dal DLgs 152/06 per le emissioni in atmosfera.</p>	Valutare la fattibilità della distruzione dei vapori tramite ossidazione termica o catalitica.

	<u>Applicata</u> Per il recupero vapori durante la movimentazione dei prodotti volatili si utilizza un bilanciamento dei vapori con la reimmissione in linea	Bilanciamento dei vapori durante le operazioni di carico dei prodotti volatili.
	<u>Applicata</u> Il caricamento prodotti (solo ATB) presso il Deposito Interno Nazionale avviene dal basso. Il riempimento dei serbatoi idrocarburici avviene generalmente dal basso o comunque sotto battente.	Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi e autobotti.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Desalting 1 e 2	<u>Applicata</u> L'unità è dotata di due sezioni di desalting (doppio stadio) posti in serie tra di loro, necessari per garantire un'adeguata efficienza di dissalaggio ed una specifica sul tenore di sodio nel grezzo dissalato	Utilizzo di desalter multistadio.
	<u>Applicata</u> L'acqua di reintegro ai desalter è costituita da acqua recuperata dall'impianto di trattamento TAC. Solamente in determinate condizioni è possibile l'immissione di acqua di make-up derivata dalla rete di acqua fresca industriale della raffineria.	Riutilizzo, nel desalter, di acqua reflua proveniente da altre unità di raffineria al posto di fresh water.
	<u>Non Applicabile</u> Ogni stadio ha il suo alimento. Si riporta nella nota tecnica D.3.1C dimostrazione tecnica di non applicabilità del ricircolo.	Ricircolo, nei desalter a multistadio, di parte dell'acqua effluente dal secondo stadio nel primo, così da minimizzare il volume dell'acqua fresca di lavaggio.
	<u>Applicata</u> La carica, prima dell'avvio ai desalter, viene addizionata con prodotti chimici disemulsionanti per consentire la separazione dell'olio dall'acqua.	Utilizzo di agenti chimici demulsionanti.
	<u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di separatore olio/acqua immediatamente a valle del desalter; le acque scaricate vengono comunque inviate ai separatori tipo API dell'impianto di trattamento acque reflue TAS. Periodicamente vengono effettuate analisi delle acque di scarico dei desalter, in particolare quotidianamente è monitorato il contenuto di HC, che risulta essere assente. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Trasferimento delle acque reflue dal desalter in serbatoi di sedimentazione per migliorare la separazione olio/acqua.
	<u>Applicata</u> La strumentazione di controllo del livello di interfaccia olio/acqua è costituita da barre di torsione (sistema a dislocazione, previsto dalle LG sulle MTD).	Adozione di adeguata strumentazione per il controllo del livello di interfaccia tra olio e acqua.

	<p><u>Non Applicabile</u> I Desalter non prevedono lo svuotamento dei fanghi durante la marcia normale. Considerate le esigenze specifiche del processo in relazione alle tipologie di greggi trattati l'azione di rimozione dei fanghi dal desalter con modalità batch non è necessaria e lo svuotamento dei fanghi viene normalmente fatto durante la fermata generale per manutenzione. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Verifica ed ottimizzazione dell'efficacia del sistema di lavaggio dei fanghi. Il lavaggio dei fanghi è un'operazione discontinua (batch) di agitazione/ mescolamento della fase acquosa nel desalter per mantenere in sospensione e rimuovere i solidi accumulati sul fondo del desalter stesso.</p>
	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di una mixing valve. A monte di tale valvola avviene l'iniezione diretta di acqua in pressione nel greggio. Variando la pressione mediante la valvola viene controllato il livello di emulsione della miscela acqua/olio.</p>	<p>Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura delle emulsioni oleose durante la fase di miscelazione.</p>
	<p><u>Applicata</u> L'acqua di desalting immessa a monte della mixing valve ha una pressione leggermente superiore alla pressione dell'olio, al fine di controllare il livello di turbolenza.</p>	<p>Introduzione di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Non è previsto un sistema di rimozione dei fanghi durante la marcia normale dell'unità. La rimozione dei fanghi avviene solamente durante la fermata generale per manutenzione. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Si ritiene che l'utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore non rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Gela. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> Non si ritiene che uno specifico pretrattamento delle acque scaricate dai desalter tra quelli indicati a margine rappresentino una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Gela. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).</p>	<p>Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniaci) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione.</p>

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione atmosferica 1	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di O ₂ e T a uscita forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno. La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili (liquidi e gassosi) a ridotto impatto ambientale, con una prevalenza di combustibili gassosi. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale) ed utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale.
	<u>Applicata</u> L'unità risulta essere termicamente integrata con le unità Vacuum e Coking ¹ . L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno F 1 vengono utilizzati per preriscaldare l'aria di combustione e per surriscaldare il vapore utilizzato dagli stripper laterali e fondo colonna dell'unità. L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di ottimizzazione energetica. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che non ha evidenziato margini di miglioramento significativi. (cfr. MTD generale sull'ottimizzazione del recupero energetico).	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> Lo stripping delle frazioni laterali avviene mediante iniezione di vapore. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.	Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione atmosferica 2	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di O ₂ , T e CO a uscita forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno La gestione del combustibile prevede l'utilizzo di combustibili (liquidi e gassosi) a ridotto impatto ambientale, con una prevalenza di combustibili gassosi. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale) ed utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale.
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno F 1 vengono utilizzati per preriscaldare l'aria di combustione e per surriscaldare il vapore utilizzato dagli stripper laterali e fondo colonna dell'unità L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di integrazione energetica. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che ha evidenziato margini di miglioramento. E' comunque previsto un intervento finalizzato a migliorare i consumi energetici dell'unità che prevede il recupero di calore da residuo per il preriscaldamento in apposito scambiatore.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> Lo strippaggio delle frazioni laterali avviene mediante iniezione di vapore. Si consideri tuttavia che trattandosi di unità esistente, una modifica potrebbe risultare di difficile applicazione.	Strippaggio per i nuovi impianti, delle frazioni laterali con utilizzo di strippers del tipo reboiled anziché ad iniezione di vapore. Una modifica degli impianti esistenti potrebbe risultare difficilmente applicabile.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione sottovuoto	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di O₂ e T a uscita forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p> <p>La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili (liquidi e gassosi) a ridotto impatto ambientale, con una prevalenza di combustibili gassosi. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> L'unità risulta essere termicamente integrata con le unità Topping¹ e Coking¹. Inoltre risulta essere termicamente integrata anche con l'unità FCC.</p> <p>L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno dell'impianto vengono utilizzati per riscaldare l'acqua demineralizzata a sua volta per preriscaldare l'aria di combustione.</p> <p>Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che non ha evidenziato margini di miglioramento significativi.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> I gas incondensati provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sottovuoto vengono inviati al sistema di recupero gas di Raffineria e sottoposto a lavaggio amminico per rimuovere il contenuto di H₂S.</p>	Tecniche per la riduzione delle emissioni di SO _x dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sottovuoto (VPS).
	<p><u>Applicata</u> La colonna di distillazione dell'unità Vacuum opera ad una pressione assoluta di 20 mmHg in testa colonna (valori medi). Tale valore risulta essere inferiore al valore indicativo di 25 mmHg indicato dalla LG sulle MTD per le raffinerie.</p> <p>In considerazione del grado di vuoto spinto ottenuto non si ritiene necessario un ulteriore abbassamento del grado di vuoto ai fini delle esigenze operative.</p>	Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo.

	<p><u>Non Applicabile</u> Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Si ritiene che un sistema misto eiettori/pompa a vuoto rappresenti una MTD non applicabile alla presente unità. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1D).</p>	Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore.
	<p><u>Non Applicabile</u> L'utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, è inviato a trattamento all'unità SWS. Non è previsto riutilizzo alle unità di Desalting in quanto vengono qui recuperate altre acque di raffineria (per maggior dettagli si veda Gestione delle acque).</p>	Utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, dopo trattamento nell'impianto SWS, come acqua di lavaggio nel processo di desalting.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Coking 1	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O ₂ 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. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità risulta essere termicamente integrata con le unità Topping ¹ e Vacuum. L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno dell'impianto vengono recuperati mediante caldaie a recupero per il surriscaldamento di vapore MP e BP. Inoltre viene effettuato preriscaldamento dell'aria di combustione tramite i fumi di combustione. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che non ha evidenziato margini di miglioramento significativi.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> La tecnica non è coerente con le richieste della Raffineria sui prodotti ottenuti. Si rimanda all'allegato D.3.1 E la dimostrazione di non applicabilità della tecnica flexicoking.	Valutare la tecnica flexicoking (fluid coking + gassificazione) per aumentare la resa in gas combustibili
	<u>Non Applicabile</u> I liquidi oleosi vengono recuperati nella carica degli impianti.	Valutare la possibilità di utilizzare, ove possibile, i cokers anche come alternativa per distruggere liquidi oleosi fuori norma e fanghi
	<u>Applicata</u> Il calore dei fumi di combustione dei forni viene recuperato mediante caldaie a recupero per il surriscaldamento di vapore MP e BP. L'unità non prevede il processo di calcinazione.	Utilizzare caldaia a recupero
	<u>Non Applicabile</u> L'unità Coking 1 si basa sul processo Delayed coking.	Convertire in H ₂ S il COS (solfo di carbonile) del coke gas generato da flexicokers

	<u>Applicata</u> I gas prodotti vengono inviati al sistema di recupero gas di Raffineria e sottoposto a lavaggio amminico per rimuovere il contenuto di H ₂ S.	Invio dei gas prodotti al trattamento/recupero dello zolfo
	<u>Applicata</u> I vapori prodotti sono inviati alla colonna frazionatrice ed in seguito al circuito di raffreddamento del gasolio, allo scopo di condensare parzialmente i vapori idrocarburici e riciclarli nel processo. I vapori residui sono raffreddati e condensati nei condensatori di testa prima di essere inviati ad un drum di separazione	Invio dei vapori alla colonna frazionatrice ed in seguito al circuito di raffreddamento del gasolio, allo scopo di condensare parzialmente i vapori idrocarburici e riciclarli nel processo. I vapori residui sono raffreddati e condensati nei condensatori di testa prima di essere inviati ad un drum di separazione
	<u>Applicata</u> L'acqua drenate dagli hydrobins viene raccolta in serbatoi, purificata dal polverino di coke in un chiarificatore e rimessa in ciclo come acqua di taglio nelle camere di coke.	Riutilizzo dell'acqua di scarico dei condensatori e di quella di deflusso dal "green coke" umido per il raffreddamento del coke o per le operazioni di frantumazione del coke stesso
	<u>Applicata</u> I vapori residui in uscita dal drum di separazione vengono inviati in torcia.	Invio dei vapori residui al sistema di torcia dopo la condensazione delle correnti idrocarburiche
	<u>Applicata</u> Il coke dalla camera a coke viene trasportato tramite acqua (via slurry) agli Hydrobins per la rimozione di una quota parte dell'acqua. Il coke umido dagli Hydrobins viene inviato a parco coke tramite nastrotrasportatori dove i cumuli di coke vengono irrorati con acqua e filmante. Dal parco il coke viene inviato tramite un "nastro flottante ad aria (Flox Dynamic Conveyer)" completamente chiuso alla CTE.	Stoccaggio, frantumazione e trattamento del "green coke" con materiale umido allo scopo di evitare rilasci in atmosfera

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Coking 2	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O ₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno. La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno dell'impianto vengono recuperati mediante caldaie a recupero per il surriscaldamento di vapore MP e BP. Inoltre viene effettuato preriscaldamento dell'aria comburente tramite i fumi di combustione in uscita la forno 301. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis che non ha evidenziato margini di miglioramento significativi.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> La tecnica non è coerente con le richieste della Raffineria sui prodotti ottenuti.	Valutare la tecnica flexicoking (fluid coking + massificazione) per aumentare la resa in gas combustibili
	<u>Non Applicabile</u> I liquidi oleosi vengono recuperati nella carica degli impianti.	Valutare la possibilità di utilizzare, ove possibile, i cokers anche come alternativa per distruggere liquidi oleosi fuori norma e fanghi
	<u>Non Applicabile</u> Il calore dei fumi di combustione del forno F-301 viene recuperato per il preriscaldamento dell'aria comburente.	Utilizzare caldaia a recupero
	<u>Non Applicabile</u> L'unità Coking 2 si basa sul processo Delayed coking.	Convertire in H ₂ S il COS (solfuro di carbonile) del coke gas generato da flexicokers
	<u>Applicata</u> I gas prodotti vengono inviati al sistema di recupero gas di Raffineria e sottoposto a lavaggio amminico per rimuovere il contenuto di H ₂ S.	Invio dei gas prodotti al trattamento/recupero dello zolfo

	<p><u>Applicata</u> I vapori prodotti sono inviati alla colonna frazionatrice ed in seguito al circuito di raffreddamento del gasolio, allo scopo di condensare parzialmente i vapori idrocarburici e riciclarli nel processo. I vapori residui sono raffreddati e condensati nei condensatori di testa prima di essere inviati ad un drum di separazione</p>	Invio dei vapori alla colonna frazionatrice ed in seguito al circuito di raffreddamento del gasolio, allo scopo di condensare parzialmente i vapori idrocarburici e riciclarli nel processo. I vapori residui sono raffreddati e condensati nei condensatori di testa prima di essere inviati ad un drum di separazione
	<p><u>Applicata</u> L'acqua drenate dagli hydrobins viene raccolta in serbatoi, purificata dal polverino di coke in un chiarificatore e rimessa in ciclo come acqua di taglio nelle camere di coke.</p>	Riutilizzo dell'acqua di scarico dei condensatori e di quella di deflusso dal "green coke" umido per il raffreddamento del coke o per le operazioni di frantumazione del coke stesso
	<p><u>Applicata</u> I vapori residui in uscita dal drum di separazione vengono inviati in torcia.</p>	Invio dei vapori residui al sistema di torcia dopo la condensazione delle correnti idrocarburiche
	<p><u>Applicata</u> Il coke dalla camera a coke viene trasportato tramite acqua (via slurry) agli Hydrobins per la rimozione di una quota parte dell'acqua. Il coke umido dagli Hydrobins viene inviato a parco coke tramite nastrotrasportatori dove i cumuli di coke vengono irrorati con acqua e filmante. Dal parco il coke viene inviato tramite un "nastro flottante ad aria (Flox Dynamic Conveyer)" completamente chiuso alla CTE.</p>	Stoccaggio, frantumazione e trattamento del "green coke" con materiale umido allo scopo di evitare rilasci in atmosfera

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Platforming BTX	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p> <p>La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici.</p> <p>Inoltre i fumi di combustione vengono utilizzati per preriscaldare l'aria di combustione.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di tre reattori di tipo SemiRigenerativo e pertanto la rigenerazione del catalizzatore avviene generalmente ogni anno. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua (CCR).</p> <p>I gas prodotti durante la rigenerazione vengono inviati in sistema di lavaggio in continuo con acqua e soda.</p> <p>Al fine di minimizzare l'eventuale emissione di composti clorurati viene ottimizzata la quantità di promotori clorurati, mediante un attento monitoraggio dei parametri di processo ed un costante controllo della quantità dosata.</p>	Invio dei gas provenienti dalla rigenerazione ad uno scrubber previo trattamento con trappole per il cloro (filtri a base di ossido di zinco, carbonato di sodio o idrossido di sodio su allumina in grado di trattenere il cloro) che sarebbero in grado di bloccare anche le diossine eventualmente presenti.
	<p><u>Applicata</u> Le acque di spurgo scaricate dall'unità durante la rigenerazione, neutralizzate, vengono inviate all'impianto di trattamento acque di scarico mediante il sistema della fogna oleosa.</p>	Invio dell'acqua reflua al sistema di trattamento acque reflue.

	<p><u>Applicata</u> L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di tetracloroetilene. Il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore e sulle rese di conversione dell'unità in maniera tale da ottimizzare il consumo in fase di rigenerazione. In fase di rigenerazione viene pertanto monitorato il tenore di cloro (espresso come HCl) sul gas di rigenerazione con frequenza oraria.</p>	Ottimizzazione dei consumi di promotori clorati durante la fase di rigenerazione.
	<p><u>Applicata</u> La sezione semirigenerativa prevede la rigenerazione del catalizzatore generalmente ogni anno con una durata limitata (circa 6 giorni). La quantificazione delle emissioni viene effettuata mediante stima di calcolo. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua.</p>	Quantificazione delle emissioni di PCDD/PCDF provenienti dalla rigenerazione.
	<p><u>Applicata</u> Il Reforming Semirigenerativo non prevede movimentazioni del catalizzatore durante la fase di rigenerazione. E' prevista la movimentazione del catalizzatore solamente in occasione di sostituzione del catalizzatore (ogni 10 anni circa).</p>	Valutare la fattibilità e convenienza economica di utilizzare sistemi di abbattimento polveri nella fase di rigenerazione.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Platforming MF	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p> <p>La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno dell'impianto vengono recuperati mediante caldaie a recupero per il surriscaldamento di vapore MP.</p> <p>Inoltre i fumi di combustione vengono utilizzati per preriscaldare l'aria di combustione.</p> <p>La Raffineria ha appena terminato un intervento di miglioramento energetico, massimizzando l'effluente reattore per il preriscaldamento carica, con un risparmio stimato di 900 TEP/y.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di tre reattori di tipo SemiRigenerativo e pertanto la rigenerazione del catalizzatore avviene generalmente ogni anno. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua (CCR).</p> <p>I gas prodotti durante la rigenerazione vengono inviati in sistema di lavaggio in continuo con acqua e soda.</p> <p>Al fine di minimizzare l'eventuale emissione di composti clorurati viene ottimizzata la quantità di promotori clorurati, mediante un attento monitoraggio dei parametri di processo ed un costante controllo della quantità dosata.</p>	Invio dei gas provenienti dalla rigenerazione ad uno scrubber previo trattamento con trappole per il cloro (filtri a base di ossido di zinco, carbonato di sodio o idrossido di sodio su allumina in grado di trattenere il cloro) che sarebbero in grado di bloccare anche le diossine eventualmente presenti.
	<p><u>Applicata</u> Le acque di spurgo scaricate dall'unità durante la rigenerazione, neutralizzate, vengono inviate all'impianto di trattamento acque di scarico mediante il sistema della fogna oleosa.</p>	Invio dell'acqua reflua al sistema di trattamento acque reflue.

	<p><u>Applicata</u> L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di tetracloroetilene. Il dosaggio viene fatto sulla base del contenuto di cloro sul catalizzatore e sulle rese di conversione dell'unità in maniera tale da ottimizzare il consumo in fase di rigenerazione. In fase di rigenerazione viene pertanto monitorato il tenore di cloro (espresso come HCl) sul gas di rigenerazione con frequenza oraria. In fase operativa viene monitorato il tenore di cloro (espresso come HCl) sul gas di rigenerazione ogni 8 ore.</p>	Ottimizzazione dei consumi di promotori clorati durante la fase di rigenerazione.
	<p><u>Applicata</u> La sezione semirigenerativa prevede la rigenerazione del catalizzatore generalmente ogni anno con una durata limitata (circa 6 giorni). La quantificazione delle emissioni viene effettuata mediante stima di calcolo. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua.</p>	Quantificazione delle emissioni di PCDD/PCDF provenienti dalla rigenerazione.
	<p><u>Applicata</u> Il Reforming Semirigenerativo non prevede movimentazioni del catalizzatore durante la fase di rigenerazione. E' prevista la movimentazione del catalizzatore solamente in occasione di sostituzione del catalizzatore (ogni 10 anni circa).</p>	Valutare la fattibilità e convenienza economica di utilizzare sistemi di abbattimento polveri nella fase di rigenerazione.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Recupero dello zolfo Claus e Acido Solforico	<p><u>Applicata</u> L'unità di recupero zolfo della raffineria è costituita da unità Claus (SRU) a tre stadi più un quarto costituito dal superClaus. L'efficienza nominale del recupero zolfo del sistema complessivo esistente è pari al 99.0 %. Risulta operativo un sistema di monitoraggio di H₂S in continuo posizionata all'uscita dal reattore SuperClaus ai fini della regolazione dei parametri di processo. All'interno della raffineria è presente una seconda unità di trattamento dei gas acidi, l'unità acido solforico, incluso il trattamento dei gas di coda con produzione di solfato ammonico, che raggiunge un'efficienza complessiva del 99.5%. È attuato un monitoraggio di SO₂ in corrispondenza della sezione di abbattimento per verificarne l'efficienza.</p>	Assicurare un'efficienza di recupero del 99,5 – 99,9% per gli impianti nuovi e del 99% per gli impianti esistenti. Monitorare l'efficienza di recupero.
	<p><u>Applicata</u> Il fattore di utilizzazione dell'unità zolfo è calcolato come rapporto tra il periodo di effettivo servizio dell'unità e il periodo di servizio previsto (quindi a meno delle fermate programmate per manutenzione o previsto mancato servizio). Il fattore di utilizzazione dell'unità Claus relativo al 2004 è risultato di 98%, mentre quello relativo all'unità Acido Solforico è risultato di 95%.</p>	Massimizzare il fattore di utilizzo dell'impianto al 95-96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata.
	<p><u>Applicata</u> I gas acidi prodotti dalle unità SWS vengono inviati per il trattamento all'unità Claus: entrambe le unità prevedono funzionamento ad aria arricchita, pertanto in grado di trattare i gas acidi ammoniacali. L'unità Acido Solforico trasforma lo zolfo e l'H₂S provenienti dall'unità Claus in acido solforico.</p>	Recuperare nell'impianto anche il gas di testa contenente H ₂ S proveniente dall'unità SWS. Verificare le condizioni di progettazione ed i parametri operativi per evitare che l'ammoniaca contenuta in detto gas sia completamente bruciata, per evitare sporcamento e perdite di efficienza del catalizzatore.

	<p><u>Applicata</u> La temperatura delle caldaie Claus viene mantenuta a valori superiori a 1350 °C per la distruzione dei composti ammoniacali presenti. Almeno 1 volta l'anno vengono effettuati test specifici al fine di controllare le performance dell'impianto tra cui la funzionalità della reazione completa dell'NH_3. L'unità Acido Solforico non prevede il trattamento di cariche ammoniacali La temperatura in camera viene controllata rispettivamente mediante termocoppie.</p>	Controllare la temperatura del reattore termico di ossidazione dei gas acidi in ingresso, per distruggere correttamente l'ammoniaca.
	<p><u>Applicata</u> I gas di coda dell'unità Claus, sono monitorati rispetto al rapporto del contenuto di $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$, ai fini della regolazione dei parametri di processo. I gas di coda dell'unità Acido Solforico sono monitorati rispetto al contenuto di SO_2, ai fini della regolazione dei parametri di processo.</p>	Mantenere un rapporto ottimale $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ mediante un sistema di monitoraggio di processo.
	<p><u>Applicata</u> I gas di coda trattati dall'unità Claus sono inviati ad un post-combustore catalitico che ossida le eventuali tracce di H_2S presenti nei gas di coda. L'impianto Acido Solforico è dotato di un sistema di abbattimento con NH_3 che produce solfiti e bisolfiti di ammonio.</p>	Assicurare la distruzione termica, con un'efficienza minima del 98%, delle tracce di H_2S non convertito

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Cracking catalitico a letto fluido	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura, O₂, CO e CO₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p> <p>La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p>	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> L'unità risulta essere termicamente integrata con l'unità Vacuum.</p> <p>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".</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 (circa 58 t/h di vapore AP).</p> <p>Infine la Raffineria di Gela ha identificato un intervento Energy Saving per il recupero calore dal flusso HCO prodotto, con la produzione di vapore.</p>	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale)
	<p><u>Applicata</u> Il gas in uscita dalla colonna di frazionamento vengono sfiorati all'impianto di recupero gas di raffineria e sottoposto a lavaggio amminico per la rimozione di H₂S.</p>	Invio dei gas prodotti al trattamento/ recupero dello zolfo.
	<p><u>Applicata</u> L'unità è dotata di una sezione di rigenerazione a combustione parziale seguita da una caldaia per la combustione completa del CO (CO boiler).</p>	Inserimento di una caldaia o di un forno per CO per le condizioni FCCU di combustione parziale.
	<p><u>Non Applicabile</u> L'unità è dotata di una sezione di rigenerazione a combustione parziale seguita da una caldaia ove avviene la combustione completa.</p>	Monitoraggio dell'ossigeno (tipicamente al 2%) per gli impianti FCCU a rigenerazione full burn, per ridurre le emissioni di CO.

	<p><u>Applicata</u> 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". 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>Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale). In particolare: - 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. - Valutare la fattibilità e la convenienza economica dell'inserimento di una caldaia per recuperare parte dell'energia contenuta nel gas effluente dal rigeneratore.</p>
	<p><u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. Infatti il CO Boiler è dotato di bruciatori Low NOx. Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS. Non sono implementati sistemi di tipo SCR e SNCR per la rimozione degli NOx dai gas di scarico del rigeneratore. Tuttavia va osservato che la concentrazione di NOx in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 100 – 300 mg/Nm³ (valore medio 2004 = 171,5 mg/Nm³) indicato dalla LG MTD Raffinerie, ovvero allineata con i valori di emissioni ottenibili con l'applicazione delle MTD. Pertanto le tecniche di trattamento secondario dei fumi (SCR e SNCR) non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Tale considerazione è inoltre desumibile dallo studio condotto e riportato in allegato (allegato D.3.1A).</p>	<p>Riduzione delle emissioni di NOx attraverso un'opportuna combinazione delle seguenti tecniche: - Modifica della geometria e delle operazioni del rigeneratore, soprattutto per evitare alti picchi di temperatura; questa tecnica può produrre un aumento delle emissioni di CO; non è ambientalmente giustificata qualora fossero necessarie delle modifiche maggiori. - SNCR su gas di scarico. - SCR su gas di scarico.</p>

	<p><u>Applicata</u> La sezione di rigenerazione del catalizzatore prevede due sistemi di cicloni in serie (terzo e quarto stadio). L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos. Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS. 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>Riduzione delle emissioni di particolato attraverso la combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cicloni terziari e multistadio. • Applicazione di un ESP o uno scrubber al gas dal rigeneratore (dopo il CO boiler); • Contenimento delle perdite dal catalizzatore durante le fasi di carico/ scarico. • Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito per abbassare la frequenza di sostituzione e ridurre le emissioni.
	<p><u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario. Inoltre la carica all'unità FCC è costituita da miscela di correnti idrocarburica, preventivamente trattate e desolforate nell'unità Gofiner HDS. Non sono implementati sistemi di tipo De SOx e FGD per la rimozione degli SOx dai gas di scarico del rigeneratore. Va osservato che la concentrazione di SO₂ in uscita dal rigeneratore e dal CO Boiler è mediamente compresa nel range 500 - 1500-mg/Nm³ (valore medio 2004 = 709 mg/Nm³). Tali tecniche di trattamento secondario dei fumi (De SOx e FGD) non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Gela. Tale considerazione è inoltre desumibile dallo studio condotto e riportato in allegato (allegato D.3.1A).</p>	<p>Riduzione delle emissioni di SO₂ attraverso la combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Utilizzo di De SOx catalitico. • 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 CO₂), produzione di rifiuti e di acqua reflua. • 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.
	<p><u>Applicata</u> I dreni acquosi ricavati nei separatori di testa vengono raccolti in mammelloni e successivamente inviati all'unità SWS</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>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 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>L'operazione di scarico avviene mediante collegamento a circuito chiuso del rigeneratore ad un sylos.</p>	<p>Riduzione della generazione di rifiuti solidi, attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none">• Riduzione delle perdite incontrollate durante la gestione del catalizzatore esausto.• Selezione di catalizzatori resistenti all'attrito per ridurre la frequenza di sostituzione e le emissioni di particolato; questo accorgimento potrebbe influenzare negativamente la performance dell'unità di cracking.
--	---	--

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Isomerizzazione– Butamer	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O ₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno. La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i fumi del forno dell'impianto vengono recuperati per il surriscaldamento di vapore BP.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> Nei reattori di isomerizzazione viene utilizzato un catalizzatore a base di allumina contenente Pt attivati con composti clorurati direttamente dal fornitore. Pertanto è previsto l'utilizzo di promotori clorurati durante l'operatività dell'unità.	Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Isomerizzazione – HIB	<u>Non Applicabile</u> L'unità non utilizza forni di processo	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> L'unità prevede uno strippaggio nella colonna D102 con solo vapore BP	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> Nei reattori di isomerizzazione viene utilizzato un catalizzatore a base di allumina contenente Pt attivati con composti clorurati direttamente dal fornitore. Pertanto è previsto l'utilizzo di promotori clorurati durante l'operatività dell'unità.	Ottimizzazione del consumo di composti organici clorurati per il mantenimento dell'attività catalizzatore nel processo con catalizzatore ad allumina clorurata.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Alchilazione ad acido fluoridrico	<p><u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio di temperatura e O₂ in uscita al forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.</p> <p>La gestione del combustibili prevede l'utilizzo di combustibili gassosi a ridotto impatto ambientale. Per il dettaglio si faccia riferimento alla sezione generale.</p> <p>Oltre al sistema di controllo della combustione precedentemente descritto, l'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici.</p>	Se sono presenti forni di preriscaldamento: gestione ottimale della combustione e miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<p><u>Applicata</u> L'acido fresco è alimentato per mezzo di un circuito chiuso e pompa dedicata dotata di doppie tenute. Le valvole di sicurezza del serbatoio dell'acido permettono di scaricare le acque al sistema di neutralizzazione con soda.</p>	Alimentare l'acido fresco per mezzo di un circuito chiuso con azoto in pressione o altre tecniche equivalenti. Le valvole di sicurezza del serbatoio dell'acido devono essere scaricate al sistema di neutralizzazione.
	<p><u>Applicata</u> Gli scarichi gassosi sono convogliati ad uno scrubber con KOH/NaOH prima dell'invio al collettore di blowdown a servizio comune della raffineria. La concentrazione di HF nelle correnti gassose incondensabili a valle di tale trattamento è inferiore a 1 mg/Nm³.</p>	Eliminare le tracce di acido dalle correnti di gas in condensabili con un sistema di trattamento per la neutralizzazione dell'acido.

	<p><u>Applicata</u> Al fine di prevenire rischi di contaminazione da HF per i reflui di raffineria l'unità è dotata delle seguenti misure impiantistico/gestionali:</p> <ul style="list-style-type: none"> • tutto l'acido, tramite un sistema di scarico rapido (dumping rapido), dotato di valvole motorizzate, viene raccolto in un apposito accumulatore di neutralizzazione; • utilizzo di vernici acido viranti in tutti gli accoppiamenti flangiati, in grado di individuare istantaneamente la presenza di acido, che viene scaricato, tramite un sistema di scarico rapido (dumping rapido), in un apposita vasca di neutralizzazione; • le linee di processo dell'unità dispongono di valvole di sicurezza che scaricano gas e liquidi acidi sull'accumulatore di neutralizzazione prima dello scarico a blow-down; • nelle fasi di bonifica per drenare le varie apparecchiature con liquidi acidi si utilizza una vasca in cui si neutralizzano aggiungendo calce le sostanze acide convogliate nella stessa; • l'unità è dotata di sistemi di rilevazione dell'acido HF e sistema di controllo con monitoraggio mediante telecamere. 	Introduzione di alti standard di controllo/ procedure sul sistema di trattamento con l'obiettivo di prevenire rischi di contaminazione con acido negli effluenti di raffineria.
	<p><u>Applicata</u> I fanghi prodotti durante le operazioni di trattamento e neutralizzazione dei reflui acquosi vengono accumulati e in una vasca periodicamente svuotati e inviati a smaltimento.</p>	Accumulo in appositi bacini di stoccaggio dei fanghi di potassio, alluminio e fluoruri di sodio prodotti durante le operazioni di trattamento per la rimozione dell'acido.
	<p><u>Applicata</u> Non sono stati individuati fluidi di processo tali da generare problematiche di odori. Comunque l'impianto è dotato di rilevatori di HF.</p>	Controllo dell'odore dai sistemi di drenaggio e/ o bacini.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Eterificazione-MTBE	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e risulta termicamente integrata con l'unità TAME.	Applicare l'integrazione termica tra il processo in esame e le altre unità di processo.
	<u>Non Applicabile</u> Nell'attuale assetto operativo della raffineria, l'aumento della conversione di iso-olefine non risulta giustificato in quanto comporterebbe una riduzione della produzione di alchilato all'unità di Alchilazione mentre l'attuale produzione di MTBE dell'unità è compatibile con il bilancio di raffineria e ulteriore produzione di MTBE non risulterebbe giustificata. Pertanto non si ritiene opportuno valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.	Valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.
	<u>Applicata</u> In caso di upset degli impianti di MTBE e TAME, la portata massima scaricabile in fogna oleosa è di 5 m ³ per un massimo di 12 ore, con concentrazione massima di metanolo pari a circa 300 ppm, equivalente a 430 ppm di COD. Poiché le acque in ingresso ai trattamenti finali (TAS) contengono mediamente una quantità di COD pari a circa 700 ppm con portate di circa 1000 m ³ /h, tali upset non comportano potenziali fuori norma al successivo impianto biologico.	Evitare problematiche operative con emissioni di acque reflue che possono comportare potenziali fuori norma del sistema di trattamento biologico delle acque di raffineria.
	<u>Applicata</u> Al fine di prevenire le perdite di eteri e alcoli, le pompe di metanolo e MTBE per l'invio a stoccaggio sono montate su bacini pavimentati e cordolati con un sistema locale e valvole di intercettazione prima del trasferimento al sistema fognario della raffineria. Il trasferimento dei reflui al sistema fognario avviene secondo consolidate prassi operative interne che prevedono di monitorare il contenuto di MTBE o Metanolo, al fine di evitare upset o fuori norma alla sezione di trattamento biologico. Sulle linee di processo sono effettuati periodici controlli spessimetrici e l'impianto è dotato di rilevatori di esplosività.	Prevenire le perdite di eteri ed alcoli.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Eterificazione-TAME	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e risulta termicamente integrata con l'unità MTBE.	Applicare l'integrazione termica tra il processo in esame e le altre unità di processo.
	<u>Non Applicabile</u> Nell'attuale assetto operativo della raffineria, l'aumento della conversione di iso-olefine non risulta giustificato in quanto comporterebbe una riduzione della produzione di alchilato all'unità di Alchilazione mentre l'attuale produzione di MTBE dell'unità è compatibile con il bilancio di raffineria e ulteriore produzione di MTBE non risulterebbe giustificata. Pertanto non si ritiene opportuno valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.	Valutare l'opportunità di utilizzare un processo di distillazione catalitica per aumentare la conversione delle iso-olefine.
	<u>Applicata</u> In caso di upset degli impianti di MTBE e TAME, la portata massima scaricabile in fogna oleosa è di 5 m ³ per un massimo di 12 ore, con concentrazione massima di metanolo pari a circa 300 ppm, equivalente a 430 ppm di COD. Poiché le acque in ingresso ai trattamenti finali (TAS) contengono mediamente una quantità di COD pari a circa 700 ppm con portate di circa 1000 m ³ /h, tali upset non comportano potenziali fuori norma al successivo impianto biologico.	Evitare problematiche operative con emissioni di acque reflue che possono comportare potenziali fuori norma del sistema di trattamento biologico delle acque di raffineria.
	<u>Applicata</u> Al fine di prevenire le perdite di eteri e alcoli, le pompe di metanolo e MTBE per l'invio a stoccaggio sono montate su bacini pavimentati e cordolati con un sistema locale e valvole di intercettazione prima del trasferimento al sistema fognario della raffineria. Il trasferimento dei reflui al sistema fognario avviene secondo consolidate prassi operative interne che prevedono di monitorare il contenuto di MTBE o Metanolo, al fine di evitare upset o fuori norma alla sezione di trattamento biologico. Sulle linee di processo sono effettuati periodici controlli spessimetrici e l'impianto è dotato di rilevatori di esplosività.	Prevenire le perdite di eteri ed alcoli.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Produzione di Idrogeno Texaco, PSA, PRISMA	<u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di forno di preriscaldamento.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici per il preriscaldamento della carica al CO converter. Inoltre vengono effettuati recuperi di calore nel circuito chiuso dell'acqua di raffreddamento e al convertitore tra i gas convertiti e i gas uscenti dallo scrubber.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Non tutte le correnti ad elevato contenuto di idrogeno sono trattate con PSA, essendo la gestione dei PSA fatta in funzione delle reali necessità di H ₂ puro (>99%) rispetto al bilancio di H ₂ della raffineria. Il coordinamento delle richieste di H ₂ degli impianti utilizzatori di idrogeno è affidato al consegnatario di turno.	Utilizzare la tecnica di purificazione dell'idrogeno pressare-swing adsorption (PSA) (ad elevato consumo energetico) solo quando è necessario un alto grado di purificazione dell'idrogeno (99-99.9 %).
	<u>Applicata</u> Il purge gas dell'unità PSA viene inviato direttamente alla rete fuel.	Nel caso di impiego di PSA, utilizzare il gas di spurgo del PSA come combustibile nel forno del reforming in sostituzione di combustibili con un più elevato rapporto C/H.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Purificazione dell'Idrogeno	Si veda la sezione precedente relativa all'impianto di produzione idrogeno.	Le MTD applicabili sono quelle indicate nella sezione relativa agli impianti di produzione idrogeno.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Stoccaggio e movimentazione prodotti		
Prevenzione e controllo delle emissioni fuggitive di VOC		Vedi MTD nella sezione generale
	<u>Applicata</u> Relativamente alla modalità di stoccaggio e movimentazione prodotti, si vedano i punti seguenti della presente sezione. Relativamente al contenimento delle emissioni fuggitive di VOC si veda la sezione Gestione ottimale delle emissioni fuggitive. Ulteriori aspetti relativi alla gestione dei rifiuti e alla protezione del sottosuolo sono trattati nella sezione Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli.	Gestione operativa corretta dello stoccaggio, della movimentazione dei prodotti e di altri materiali utilizzati in raffineria per ridurre la possibilità di sversamenti, rifiuti, emissioni in aria e in acqua.
	<u>Applicata</u> I prodotti in categoria A sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante. Inoltre la raffineria ha in programma di dotare tutti i serbatoi con doppi fondi e tetto galleggiante.	Utilizzo di serbatoi a tetto galleggiante per lo stoccaggio di prodotti e materiali volatili.
	<u>Applicata</u> In generale tutti i serbatoi di stoccaggio di prodotti idrocarburici di categoria A presentano mantelli con verniciatura in tinta chiara.	Utilizzo di verniciatura a tinta chiara delle pareti dei serbatoi.
	<u>Non Applicabile</u> Non sono previsti significativi interventi di riduzione del numero totale di serbatoi presenti in raffineria.	Preferire l'utilizzo di pochi serbatoi di dimensioni elevate in alternativa a tanti di dimensioni più ridotte (tecnica applicabile per le nuove raffinerie/ unità).
Serbatoi a tetto fisso	<u>Non applicabile</u> I serbatoi con prodotti volatili sono già con tetto galleggiante.	Installazione di un tetto interno galleggiante qualora si decida di utilizzarli per lo stoccaggio di prodotti volatili.
	<u>Non Applicabile</u> Non esistono serbatoi polmonati presso la raffineria. I distillati leggeri sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante esterno o interno (vedi sopra).	Polmonazione con gas inerte (in alternativa alla precedente).
Serbatoi a tetto galleggiante esterno (EFRT)	<u>Applicata</u> I serbatoi a tetto galleggiante contenenti benzine finite e semilavorate sono dotati di doppie tenute. la primaria a compensazione di liquido e la secondaria a corona.	Installazione di guarnizioni doppie/ secondarie sul tetto galleggiante.

	<p><u>Applicata</u> La Raffineria sta già effettuando l'installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento su un numero considerevole di serbatoi di prodotti intermedi al fine di valutare l'affidabilità di tali sistemi.</p>	<p>Riduzione delle emissioni fuggitive di VOC mediante:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento del prodotto in connessione con l'atmosfera; • Installazione di sistemi di chiusura (<i>wipers</i>) dei fori dei tubi sonda di misurazione di livello dei prodotti volatili.
	<p><u>Applicata</u> Tutti i serbatoi a tetto galleggiante sono dotati di opportuni supporti estendibili ("gambe") che evitano l'appoggio del tetto galleggiante sul fondo del serbatoio sia durante le fasi di manutenzione che durante il normale esercizio (a serbatoio vuoto).</p>	<p>Evitare l'appoggio del tetto galleggiante sul fondo del serbatoio, per evitare la formazione di vapori/emissioni oltre che a problemi di sicurezza.</p>
Prevenzione e protezione della contaminazione del suolo e delle acque derivante da perdite nei serbatoi		<p>Vedi MTD nella sezione generale.</p>
	<p><u>Applicata</u> La raffineria, nell'ambito di una politica aziendale specifica, si è dotata di uno strumento di programmazione delle attività di ispezione e manutenzione del parco serbatoi basata su norme internazionali. La definizione dei piani ispettivi tiene conto di diversi parametri quali: caratteristiche tecniche del serbatoio (tipologia, materiali, spessori, ecc.), condizioni di esercizio (tipologia di prodotto stoccato, temperature, ecc.), storia di esercizio (dati ispettivi e anno di costruzione, modifiche e riparazioni, ecc.). In base a tale esame vengono scelte le specifiche tecniche ispettive (sia con serbatoio in esercizio che con serbatoio fuori esercizio) e le relative frequenze. L'azione ispettiva dei serbatoi viene condotta in accordo alla procedura P-RAGE 137/04 "Ispezione dei serbatoi atmosferici".</p>	<p>Prevenzione delle perdite attraverso opportune procedure di ispezione dei serbatoi per verificarne l'integrità.</p>

	<p><u>Applicata</u> Nessun serbatoio atmosferico è dotato di sistemi di protezione catodica. La necessità di protezioni catodiche per la protezione dei fondi dei serbatoi di stoccaggio è stata valutata in linea generale da parte di Eni R&M ed è descritta nella nota tecnica allegata al presente documento (Allegato D.3.1B). La strategia scelta da Eni R&M punta sull'installazione di doppi fondi per i serbatoi di prodotti ad elevata mobilità nel sottosuolo, come sopra richiamato.</p>	Valutazione della possibilità di adozione di sistemi di protezione catodica.
	<p><u>Applicata</u> Su un totale di 117 serbatoi della raffineria, 61 sono quelli che hanno installato doppi fondi. Il programma di interventi già definito prevede di installare un numero di 6 doppi fondi entro il 31-ott-2007. Le modalità di esecuzione degli interventi di installazione di doppi fondi vengono eseguite in conformità a opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede (Istruzione Operativa TERA-NT/S 01/03).</p>	Valutare l'opportunità e fattibilità economica di impermeabilizzare il bacino di contenimento dei serbatoi o di installare doppi fondi.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Torce	<u>Applicata</u> Il sistema di torce funziona solamente come dispositivo di sicurezza. I collettori di blowdown collegati alle torce in servizio presso la raffineria ricevono da un sistema di scarichi di emergenza, dreni e vari collegamenti che convogliano anche gli scarichi delle tenute di alcune apparecchiature. Esiste inoltre un sistema di recupero gas installato sui collettori di blowdown che permette in condizioni normali di azzerare il flusso di gas in torcia.	Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti).
	<u>Applicata</u> La Raffineria è dotata di quattro torce, che entrano in funzione in serie. Le prime due ad entrare in attività sono entrambe munite di iniezione di vapore per ridurre la fumosità e quindi il pennacchio.	Assicurare l'operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.
	<u>Applicata</u> La raffineria gestisce le proprie torce con l'obiettivo di azzerare la quantità di gas da bruciare in torcia. Questo obiettivo viene ottenuto mediante: <ul style="list-style-type: none"> • bilanciamento della rete FG mediante controllo di consumi e produzioni: variazione del mix combustibili ai forni e variazione degli assetti lavorativi; • la rete FG può essere inoltre bilanciata con immissione di metano, previa vaporizzazione; • utilizzo, per quanto possibile, di valvole di sicurezza ad elevata integrità; • esercizio di un sistema di recupero gas installato sui collettori di blow down mediante compressori speciali ad anello liquido (GARO), • applicazione di procedure e buone pratiche di controllo tali da evitare invio di gas alla torcia. 	Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche: <ul style="list-style-type: none"> • bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione-consumo) • utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafile di gas). • applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torcia. • installazione, quando economicamente compatibile di un sistema di recupero gas diretto in torcia.
	<u>Applicata</u> Le quattro torce sono dotate di un misuratore di portata dei gas ogni due torce.	Valutare l'opportunità di installare un sistema di misurazione della portata del gas inviato in torcia.


Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Impianto di trattamento delle acque reflue	<u>Applicata</u> L'unità di strippaggio acque acide (SWS) tratta le acque acide provenienti dagli impianti di raffineria. Il SWS della raffineria è ad un unico stadio. I valori tipici di concentrazione rilevati nell'acqua effluente dal SWS sono inferiori a 1mg/l per il parametro H2S, a 30 mg/l per il parametro NH3 e a 20 mg/l per il parametro fenolo.	Invio delle acque acide all'impianto SWS.
	<u>Non applicabile</u> Le acque in uscita dei SWS vengono in parte riciclate presso alcuni impianti di raffineria come acqua per controlavaggi degli air cooler (es. Impianti FCC, HDS, Topping 1 e 2).	Riutilizzo dell'acqua acida proveniente dal SWS come acqua di lavaggio del desalter (o come acqua di lavaggio in testa alla colonna principale FCC).
	<u>Non Applicabile</u> Il processo di polimerizzazione non è presente in Raffineria.	Pre-trattamento dell'acqua reflua di processo derivante dall'unità di polimerizzazione a causa dell'alto contenuto di fosfati.
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria attualmente non tratta acque di zavorra: l'impianto Trattamento Acque di Zavorra (TAZ) non è più operativo dall'entrata in vigore del D.Lgs 182/03.	Stoccaggio in serbatoi a tetto galleggiante delle acque di zavorra, che possono contenere prodotti volatili e quindi generare emissioni significative di VOC e problemi di sicurezza.
	<u>Applicata</u> La temperatura che viene comunque monitorata nel flusso in ingresso non è un problema per la gestione delle vasche. Inoltre la Raffineria ha effettuato la copertura della vasche API dell'impianto TAS, le cui emissioni di COV vengono inviate al termocombustore, e la copertura dei flottatori dell'impianto TAS, i cui vapori esausti vengono inviati ad un sistema di abbattimento con carboni attivi.(E30 ed E31)	Monitoraggio della temperatura dell'acqua da trattare al fine di ridurre la volatilizzazione e per assicurare la corretta performance del trattamento biologico.
	<u>Applicata</u> La raffineria dispone delle seguenti linee fognarie separate: <ul style="list-style-type: none"> • fognatura oleosa; • fognatura bianca; Le meteoriche da aree impianti/di transito vengono inviate per trattamento all'impianto di raffineria, prime del loro definitivo invio a scarico finale. In particolare le acque dei piazzali della CTE sono inviate all'impianto TAS/TAC, mentre le acque degli impianti confluiscono in fogna oleosa e successivamente all'unità di trattamento di Raffineria (TAS e BIO IND).	Invio dell'acqua piovana inquinata, proveniente da aree di impianti, all'impianto di trattamento.

	<p><u>Applicata</u> Le attività di lavaggio e bonifica apparecchiature (recipienti, colonne, scambiatori, ecc.) avviene in generale utilizzando acqua in pressione ad opera di personale specializzato. Le procedure di raffineria non prevedono l'utilizzo di solventi clorurati. Eventuali lavaggi chimici, per particolari tipologie di attrezzature, vengono effettuati a ciclo chiuso evitando l'invio di acque contaminate all'impianto di depurazione. Relativamente alle attività di bonifica serbatoi, si veda la relativa sezione Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli. La messa in sicurezza e la bonifica di impianti ed attrezzature è regolamentata da specifica procedura del SGA e da specifiche istruzioni operative di linea.</p>	<p>L'utilizzo di sostanze tensioattive deve essere controllato e ridotto al minimo per evitare malfunzionamento dell'impianto di trattamento. Tecniche utilizzabili sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> • adeguata formazione degli operatori; • utilizzo di pulitura a secco, acqua o vapore ad alta pressione per evitare/ridurre l'utilizzo di sgrassatori a base di solventi clorurati; • utilizzo di sgrassatori non pericolosi e biodegradabili.
	<p><u>Applicata</u> All'impianto TAS sono presenti due separatori tipo API. La concentrazione di olio a valle dei separatori API è pari a circa 100 ppm.</p>	<p>Trattamento primario (disoleazione API, PPI, CPI).</p>
	<p><u>Applicata</u> All'impianto TAS sono presenti tre flottatori tipo DAF (<i>dissolved air flotation</i>). La concentrazione di olio a valle dei flottatori è pari a circa 10 ppm.</p>	<p>Trattamento secondario (flottazione).</p>
	<p><u>Applicata</u> Presso l'impianto Biologico Industriale sono presenti due vasche di ossidazione biologica (a fanghi attivi) nelle quali avviene l'ossidazione della sostanza organica e la denitrificazione dell'azoto ammoniacale. La riduzione di COD raggiungibile dall'impianto biologico di stabilimento è pari a circa il 80%..</p>	<p>Trattamento terziario o biologico.</p>
	<p><u>Applicata</u> Sono presenti due vasche di omogeneizzazione a monte del biologico industriale e dell'urbano di circa rispettivamente 16000 m³ e circa 2000 m³. Inoltre all'ingresso del trattamento acque di scarico esistono due serbatoi di accumulo S1 e S40 di circa 14.000 m³ utilizzati per eventi anomali.</p>	<p>Utilizzo di bacini/serbatoi di equalizzazione per lo stoccaggio delle acque reflue di raffineria, o di alcuni effluenti critici di processo, da trattare.</p>

	<p><u>Applicata</u></p> <p>La raffineria ha realizzato la quasi totale copertura dell'impianto di trattamento acque di scarico.</p> <p>La Raffineria di Gela ha realizzato il nuovo progetto di Copertura, Inertizzazione, Convogliamento e Trattamento degli sfiati che si originano da:</p> <ul style="list-style-type: none">• flottatori esistenti, denominati MS-5 A/B/C;• pozzetti di raccolta fanghi di fondo S-18 A/B;• pozzetti dei flottati o fanghi leggeri S-17 A/B, della vasca di raccolta delle acque flottate, denominata S-15, compresa la connessa canale di convogliamento dell'acqua disoleata da alimentare all'impianto Biologico Industriale posto a valle. <p>La corrente di vapori esausti è convogliata verso i filtri di adsorbimento (E30 e E31), uno in servizio e l'altro di riserva, che realizzano un abbattimento a secco degli idrocarburi in grado di garantire i limiti imposti dal DLgs 152/06 per le emissioni in atmosfera.</p>	<p>Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/ acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC.</p>
--	--	---


Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Sistemi di raffreddamento	<u>Applicata</u> Il sistema di raffreddamento è ritenuto adeguato in relazione ai principi generali richiamati nel BREF sui sistemi di raffreddamento in quanto prevede: <ul style="list-style-type: none"> • progettazione finalizzata a massimizzare i recuperi energetici e conseguentemente ridurre l'esigenza di raffreddamento; • utilizzo di un sistema misto con air cooler e scambiatori ad acqua; • il sistema ad acqua fluente (acqua mare) non prevede contatto con altri fluidi di processo. 	Applicare le MTD indicate nello specifico BREF sui sistemi di raffreddamento.
	<u>Applicata</u> Le unità di raffineria sono progettate ed esercite per massimizzare il recupero energetico delle correnti calde. Diverse unità presentano integrazioni termiche tra le varie sezioni. Le unità di raffineria utilizzano a scopo di raffreddamento scambiatori ad acqua mare fluente e sistemi di raffreddamento ad aria.	Ottimizzazione del recupero di calore tra flussi all'interno di un singolo impianto o tra varie unità di processo.
	<u>Applicata</u> Il circuito acqua di raffreddamento (fogna bianca) è separato dal circuito di processo (fogna oleosa).	Mantenere separate le acque di raffreddamento da quelle di processo ed eventuale riutilizzo di queste ultime per il raffreddamento solo dopo trattamento primario.
	<u>Applicata</u> Quasi la totalità delle unità di raffineria utilizzano un sistema combinato di raffreddamento ad acqua e ad aria. L'utilizzo di sistemi di raffreddamento ad aria è implementato ove compatibile con le esigenze di processo.	Valutare la possibilità di utilizzare l'aria, in alternativa all'acqua, come fluido refrigerante.

	<p><u>Applicata</u> Al fine di monitorare eventuali perdite di correnti idrocarburiche nelle acque di raffreddamento è previsto:</p> <ul style="list-style-type: none">• il circuito di raffreddamento utilizza acqua mare a ciclo aperto. Nei pozzetti di raccolta delle acque di raffreddamento sono presenti rilevatori di esplosività.• Negli scambiatori la pressione lato processo è più bassa di quella lato acqua mare.• Vengono effettuati controlli come da piano analitico da laboratorio interno sugli scarichi finali.• Per alcune apparecchiature di raffineria è presente un sistema di raffreddamento a ciclo chiuso (circuito chiuso di raffreddamento con acqua demi all'unità Texaco).	Adottare un sistema di monitoraggio appropriato per prevenire le perdite di idrocarburi in acqua.
	<p><u>Non Applicabile</u> Non sono previsti sistemi di utilizzo del calore a bassa temperatura (es. mediante distribuzione di acqua a bassa temperatura) poiché in pratica, visto l'elevato grado di integrazione termica degli impianti di raffineria, non esistono possibilità di utilizzo di calore a bassa temperatura. La fornitura di calore ad eventuali utilizzatori esterni richiede apparecchiature e sistemi di distribuzione appositi che non sono stati sviluppati in considerazione delle caratteristiche climatiche della zona.</p>	Valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica di riutilizzo del calore ad un livello basso.

 raffineria di gela	STORICO (tonn)			Max Cap Prod (tonn)	Max Cap Prod (mg/Nm ³)	MTD (mg/Nm ³)	Autorizz. Regionale (mg/Nm ³) - (*)	Limiti DLgs n. 152/06 (mg/Nm ³)
	2006	2007	2008					
Emissioni in atmosfera (**)								
SOx	9035,4	13602,2	12840,2	15570,2	976,5	800-1200	1700 (1630 per CTE - DRS n. 207 del 22/03/2005)	1700
NOx	2596	2634,5	2729,1	3274,3	205,4	250-450	500 (490 per CTE - vedi sopra)	500
Polveri totali (PST)	122,8	172,4	104,2	1178,3	73,9	30-50	80 (50 per CTE - vedi sopra)	80
CO	870	943,7	1235,4	2977,2	186,7	100-150	250	250
VOC _{convogliate}	15	37	39,5	705,3	44,2	20-50	300	300
H ₂ S	2,9	1,3	3,4	52	3,3	3-5	5 (< 20 mg/Nm ³ per CLAUS)	5
NH ₃ e composti del cloro	22,9	23	13,1	261,8	16,4	20-30	30	30
Portata (Q) media Nm ³ /h	1580265	1621887	1493937	1820110	--	--	--	--

(*) Autorizzazione Regionale emissioni in atmosfera: "I volumi degli effluenti gassosi si riferiscono ad un tenore di ossigeno del 3% per i combustibili liquidi e gassosi e del 10% per il coke da petrolio, previa detrazione del tenore di vapore acqueo."

(**) I valori inseriti nella presente tabella si riferiscono ai camini "in bolla" (E1-E23); i rimanenti punti emissivi (di modesta entità) essendo comunque disciplinati da autorizzazioni specifiche.

	STORICO (tonn)			Max Cap Prod (tonn)	Autorizz. Regionali e Comunale (mg/l)	Limiti DLgs n. 152/06 (mg/l)
	2006	2007	2008			
Emissioni in corpi idrici						
Fosforo totale (P)	11	13,6	39,9	5698	10	10
N-NO ₂	2,1	83,6	117,8	382	0,6	0,6
N-NO ₃	108,1	74,9	100,1	9621	20	20
N-NH ₄	173,7	603,9	32,2	9559	15	15
HC totali	7,4	38,5	2,5	3811	5	5
Solfuri (H ₂ S)	1,4	2,3	27,7	950	1	1
Fenoli	0,5	13,5	1,2	285	0,5	0,5
SST	1641,3	1036,7	2441	75972	80 / 35 (*)	80 / 35 (*)
COD	14255,3	4339,1	3648,1	114330	160 / 125 (*)	160 / 125 (*)
BOD ₅	4312,8	855	878,1	33238	40 / 25 (*)	40 / 25 (*)
Portata (Q) media m ³ /h	79980	80398	74449	108407	100500	--

(*) Uscita Biologico Industriale / Urbano

raffineria di gela



Descrizione Torce Raffineria di Gela

raffineria di gela

Le apparecchiature di raffineria (unità di separazione e di purificazione, colonne di distillazione, reattori di conversione, ecc.) sia per la natura idrocarburica sia per lo stato fisico (liquido e gassoso, a differenti pressioni e temperature) delle sostanze trattate possono allontanarsi dai valori di pressione che costituiscono l'equilibrio ottimale che garantisce la piena sicurezza degli impianti.

Il processo di raffinazione tende, infatti, per sua natura ad accumulare gas e/o vapori e a determinare un innalzamento di pressione nei volumi delle unità di processo e delle apparecchiature ausiliare a queste asservite, nei polmoni di separazione e nei condotti di collegamento e di movimentazione dei fluidi.



L'accumulo di vapori/gas e l'innalzamento di pressione può creare, in assenza di adeguati sistemi di sicurezza e di controllo ambientale, un potenziale rischio di esplosioni e di incendio per eliminare il quale le raffinerie debbono adottare una serie di sistemi preventivi di sicurezza la cui finalità è quella di ripristinare le condizioni di equilibrio (e dunque di sicurezza) ottimali riportando la pressione dei gas a valori sicuri.

E' necessario ricordare che le apparecchiature presenti in una raffineria sono generalmente progettate per resistere, rispetto alle normali condizioni di esercizio, a pressioni superiori del 30-40%.

Tuttavia, in una logica di prevenzione, i sistemi di sicurezza di una raffineria intervengono ben prima dei valori di pressione del 30-40 % (i quali pertanto non saranno mai raggiunti) garantendo un presidio che assicura che non siano mai superati ulteriori valori predefiniti di pressione che sono inferiori rispetto a quelli il cui superamento determinerebbe un rischio concreto di cedimento dei materiali.

Inoltre, i sistemi di sicurezza, proprio in considerazione della propensione di una raffineria ad allontanarsi naturalmente dalle sue condizioni di equilibrio, sono a presidio dell'intera attività industriale e, dunque, anche delle operazioni cosiddette ordinarie e *routinarie*, assumendo l'ipotesi, sempre in una logica di prevenzione, che il potenziale rischio di esplosioni e di incendio possa essere presente a tutte le operazioni che si svolgono all'interno di una raffineria.

raffineria di gela

L'intera attività industriale, in ossequio al principio di precauzione, è, dunque, collocata il più lontano possibile da situazioni di pericolo mediante l'adozione di presidi di sicurezza in grado di intervenire anche su quei scostamenti dalle condizioni di equilibrio ottimali che, pur non essendo rilevanti e, dunque, assolutamente privi di un rischio concreto e reale, se non riportati nel loro giusto *range* di accettabilità, potrebbero con il tempo divenire rilevanti.

La presenza di sistemi di sicurezza che presidiano ininterrottamente la quotidianità della vita industriale in tutte le sue componenti con riguardo a qualsiasi scostamento dei valori di pressione (anche quello del tutto marginali) dalle condizioni di equilibrio ottimali, rende una raffineria intrinsecamente sicura.



In estrema sintesi si può, dunque, dire che l'esigenza di sicurezza propria e specifica di una raffineria è di riportare all'equilibrio ottimale e sicuro i valori di pressione dei gas e dei vapori in essa contenuti.

Come indicato dalle migliori tecnologie disponibili e dal legislatore tale esigenza viene soddisfatta dotando una raffineria di un sistema di sicurezza e di controllo ambientale costituito da valvole di sicurezza, collettori di BLOW-DOWN (B.D.), sistemi di recupero dei gas scaricati nei collettori di B.D. denominati GARO e torce.

In particolare, quando si verificano situazioni di sovrappressione superiori alle condizioni di equilibrio, le valvole di sicurezza (PSV) si attivano automaticamente spurgando nella linea BLOW-DOWN l'eccesso di gas che ha determinato la sovrappressione.

Le raffinerie sono, inoltre, dotate di sistemi di bilanciamento della pressione gas costituiti da valvole di regolazione (PC o PCV) atti ad evitare l'intervento non controllato e di maggiore entità di scarico verso le torce mediante gli organi automatici di sicurezza (PSV).

Le PSV si attivano quando vi sono discostamenti rilevanti dall'equilibrio ottimale della raffineria le PC/PCV si attivano quando vi sono discostamenti non rilevanti i quali tuttavia, in una logica di prevenzione, devono essere gestiti sotto il profilo della sicurezza.

I gas inviati al BLOW-DOWN vengono poi successivamente aspirati dall'impianto GARO allo scopo di recuperarli all'interno del ciclo produttivo della raffineria.

Non esiste tuttavia una tecnologia che, allo scopo di riportare alle condizioni ottimali di equilibrio una raffineria, consente di recuperare sempre in qualsiasi condizione anomala o di

raffineria di gela

emergenza tutto il gas in eccesso e, per tale ragione, tutte le raffinerie debbono prevedere una torcia di combustione alla quale sono inviati i gas di BLOW-DOWN non recuperabili dall'impianto GARO.

Come abbiamo accennato e come vedremo più diffusamente in seguito, occorre ricordare che a livello internazionale le MTD (Migliori Tecnologie Disponibili) raccomandano l'invio verso BLOW-DOWN e l'impianto GARO di flussi idrocarburici e, per la quota parte non recuperabile, verso la torcia, per la ragione che, altrimenti, tali flussi, per le loro condizioni fisiche, andrebbero esclusivamente e direttamente tal quali in atmosfera.

Infatti le valvole di sicurezza, il BLOW-DOWN e l'impianto GARO sono un sistema chiuso: la torcia che è parte integrante del sistema è, oltre ad un dispositivo di sicurezza insostituibile, anche un sistema di disinquinamento ambientale in assenza del quale i gas in eccesso andrebbero tal quali in atmosfera senza alcun preventivo trattamento in pieno contrasto con le MTD.



Le principali condizioni operative di interessamento del sistema BLOW-DOWN/torce e l'andamento tipico del funzionamento delle torce di Raffineria.

Come abbiamo detto il sistema di BLOW DOWN/torce, unitamente alle PSV e alle PC/PVC realizza un'azione correttiva di pronto ripristino delle condizioni normali e sicure.

La pressione di apertura delle valvole di sicurezza è molto più bassa del livello di pressione pericolosa, perché l'intervento correttivo di sicurezza deve caratterizzarsi per prontezza.

In particolare, tutte valvole di sicurezza – la cui taratura è periodicamente verificata dagli Organi di controllo – si aprono automaticamente, senza intervento dell'operatore, ogni qualvolta venga raggiunto il valore di pressione prefissato. In questo modo parte dei gas che creano la sovrappressione viene rilasciata, consentendo il ripristino dei valori di esercizio in sicurezza degli impianti protetti.

La verifica periodica delle valvole di sicurezza (PSV) è una delle più delicate attività previste dalla normativa in vigore ai fini della corretta manutenzione degli impianti. La revisione e taratura delle PSV prevede il rilascio di un certificato finale da parte della ditta

raffineria di gela

che esegue la verifica ed eventualmente un certificato dell'Ente preposto (ASL, ISPELS o altro Organismo notificato).

I principali componenti del sistema di BLOW-DOWN sono:

a) collettore: è il condotto di raccolta e movimentazione di tutti gli scarichi da inviare a combustione; b) separatore di gocce : assicura la dovuta separazione liquido/vapore, dovendosi evitare l'arrivo al terminale di combustione di quantità apprezzabili di liquido; c) guardia idraulica: impedisce l'ingresso d'aria e la propagazione della fiamma dal terminale torcia al collettore; d) camino di torcia : assicura l'altezza necessaria perché strutture e personale operativo nell'immediato intorno non ricevano danno per irraggiamento termico, e per la dispersione dei reflui gassosi in caso di accidentale spegnimento della torcia; e) arrestatore d'aria: impedisce l'ingresso di aria dal terminale di combustione al camino, evitando possibili formazioni di miscele esplosive; f) terminale di combustione: permette la corretta combustione dei reflui gassosi, assicurando le dovute condizioni di eccesso d'aria, di trattenimento di fiamma. Esso in particolare consente l'abbattimento di COV e minimizza la formazione di CO; g) bruciatori pilota: provvedono all'innesco sicuro della combustione; h) sistema di gas di purga: costituisce, assieme all'arrestatore d'aria, lo "sbarramento" all'entrata di aria dal terminale di combustione al sistema di torcia; i) sistema "smokeless": determina una combustione completa ed in assenza di fumo, tramite iniezione di aria, vapore o acqua nella zona di combustione.

Il sistema di cui abbiamo dato una sintetica descrizione deve essere presente e attivo anche nei casi di ordinaria gestione degli impianti e deve intervenire anche quando vi siano minimi scostamenti dall'equilibrio ottimale in cui si dovrebbe trovare una raffineria.

Posto, inoltre, che una raffineria tende naturalmente a discostarsi dal suo ottimale equilibrio, discende che non è possibile preventivamente stabilire quando si verificheranno tali scostamenti e soprattutto quali e quanti scostamenti si verificheranno; è infatti grande il numero delle apparecchiature dell'impianto e complessa è l'articolazione del processo, di tipo sequenziale e con molte interconnessioni anche di riciclo e trasversali e, dunque, in una linea di BLOW-DOWN di una raffineria possono essere immessi gli sfiati di migliaia di dispositivi di sicurezza.



raffineria di gela

Le tipiche situazioni che possono determinare scostamenti (anche minimi) dall'equilibrio ottimale della raffineria possono essere:

a. le operazioni di fermata, svuotamento e bonifica impianto, che comportano fasi che per motivi di sicurezza ed ambientali prevedono l'interessamento del BLOW-DOWN quando la fase di depressurizzazione ha fatto scendere la pressione al di sotto di valori che impediscono l'invio dei flussi ad utenze diverse dal BLOW-DOWN (es. rete fuel gas) . A questo proposito occorre ricordare che viene sempre raccomandato dalle MTD (Migliori Tecnologie Disponibili) l'invio verso BLOW-DOWN di flussi idrocarburici che altrimenti, per le loro condizioni fisiche, potrebbero andare esclusivamente in atmosfera. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza degli impianti e alla tutela dell'ambiente;

b. le operazioni di bonifica ed avviamento impianto. Rientrano in questa categoria le operazioni di riscaldamento ed innesco delle pompe, il flussaggio con azoto di linee e strumentazione, lo spiazzamento delle apparecchiature dall'aria. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza degli impianti;

c. sistemi di bilanciamento della pressione con interventi di valvole di regolazione della pressione (PC o PCV) atti ad evitare l'intervento non controllato e di maggiore entità di scarico verso le torce mediante organi automatici di sicurezza (PSV). Tale modalità è prevista dalle MTD come minimizzazione dell'invio di gas in torcia unitamente al sistema di recupero gas GARO della Raffineria di Gela. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti legata alla gestione ordinaria degli stessi;

d. situazioni di transitorio, in cui le condizioni di variazione assetto impiantistico possono generare scarichi di gas idrocarburici in eccesso rispetto a quelli normalmente gestiti durante le fasi stazionarie del processo. Tali operazioni sono attinenti alla sicurezza preventiva degli impianti e alla tutela dell'ambiente;

e. situazioni di emergenza parziale o generale ove vengono interessati i flussi verso BLOW-DOWN e torce di uno o più impianti, in funzione della tipologia ed importanza dell'emergenza in atto (errore di manovra, emergenza su singolo impianto, mancanza di aria strumenti, acqua di raffreddamento, energia elettrica,



raffineria di gela

incendio localizzato o diffuso, etc). A questo fine gli impianti sono progettati con apposite valvole di sicurezza (PSV - *Pressure Safety Valve*) che proteggono tutte le apparecchiature, e con sistemi, ove previsto, di depressurizzazione rapida, attivabili manualmente od automaticamente, che intervengono al fine di prevenire evoluzioni dannose di eventuali anomalie impiantistiche. Tali operazioni sono attinenti all'emergenza degli impianti e alla tutela dell'ambiente.

Per essere ancora più schematici, prendendo in esame il funzionamento di un sistema di B.D. di raffineria, questo è caratterizzato da andamenti di portata riconducibili a tre fondamentali tipologie di eventi che possono essere ricondotte alle operazioni sopra esemplificate. In particolare le tipologie dei flussi di portata possono essere così illustrati:

a. un flusso continuo con frequenti ma limitate oscillazioni; tale flusso è dovuto al contributo degli inevitabili trafileamenti dei dispositivi di sicurezza più sensibili, con intensità di scarico e durata di apertura limitata ma con elevata frequenza di apertura (tipologia 1). Attesa l'alta frequenza di apertura e l'elevato numero dei dispositivi di sicurezza collegati alla linea di BLOW-DOWN, e tenuto altresì conto dell'apporto di possibili trafileamenti in continuo da valvole di sicurezza il risultato globale (a meno dei picchi di alta intensità) è una portata continua di gas pressoché costante che è di norma controllata mediante il sistema di aspirazione e compressione GARO che consente di re-immettere il gas nel ciclo produttivo della Raffineria senza scarico in torcia;

b. cuspidi raffiguranti spurghi di breve durata, ma di elevatissima intensità (fino a 10000 Kg/h), generalmente riconducibili all'attivazione di dispositivi di sicurezza, di maggiore portata (tipologia 2);

c. profili più o meno frastagliati di durata consistente e con intensità ben maggiore (migliaia di Kg/h di portata) di quella di soglia, ricollegabili ad avarie che comportano la necessità di evacuare il flusso gassoso da una apparecchiatura per tutto il tempo occorrente per la riparazione del guasto e/o per l'intercettazione a monte della fonte generatrice del flusso. Queste situazioni hanno frequenza di accadimento bassa, dell'ordine di pochi eventi per anno, ma comportano lo scarico



raffineria di gela

di portate significative nel sistema di B.D. solo in parte controllabili dal sistema GARO, e che pertanto non possono che confluire verso le torce per lo scarico in sicurezza previa combustione dei gas (tipologia 3).

Le torce rappresentano quindi un sistema di sicurezza e di controllo ambientale che è stato “ritagliato” dal progettista sulla tipologia di sicurezza di cui la natura di una raffineria ha bisogno ossia di una sicurezza preventiva in grado di intervenire anche sui minimi scostamenti di pressione.

Il dimensionamento del sistema di BLOW-DOWN e torcia, e in particolare del collettore di convogliamento, tiene conto, infatti, delle condizioni di scarico di ciascuna valvola di sicurezza o circuito collegato per ogni possibile condizione di potenziale scarico, i valori massimi di contropressione accettabili nel collettore in corrispondenza di ciascun dispositivo di sicurezza, le possibili concomitanze di scarico.

Le torce rappresentano quindi un sistema di abbattimento dei gas idrocarburici scaricati nel sistema di B.D. mediante combustione previsto ed imposto dalla legge e che rappresenta quanto di meglio la tecnologia può offrire per le situazioni anomale e di emergenza sopra descritte.

Il sistema BLOW-DOWN/torce deve essere attivato ogni qualvolta si verifica una situazione che impone di intervenire in termini preventivi per la sicurezza della raffineria ossia in ogni caso in cui si verificano anche minimi scostamenti dalla situazione di equilibrio ottimale.

Detto in altri termini il sistema, come qualsiasi altro sistema di sicurezza, interviene in situazioni imprevedibili e non programmabili, altrimenti non sarebbe un sistema di sicurezza.

Il sistema di BLOW-DOWN/ torce è la migliore tecnologia disponibile

Quanto abbiamo sopra detto circa le modalità, il funzionamento, la dinamica gli scopi del sistema BLOW-DOWN/torce è confermato, oltre che dalla letteratura scientifica internazionale, anche “ufficialmente” dal documento comunitario di riferimento, noto col nome di BRef (Best Available Techiques (BAT) Reference Document) emanato dall’Ufficio



raffineria di gela

IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control) della UE ¹, così come definitivamente recepito come MTD nell'allegato al D.M. 29.01.2007 (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59), all'art. 1, co. 1.2, ove le torce vengono definite come “ *essenziali per la sicurezza ed il controllo ambientale ove vengono distrutti, tramite ossidazione termica (combustione), potenziali scarichi di gas idrocarburici indesiderati o in eccesso oppure generati durante situazioni di emergenza, transitorio, fermata o avviamento degli impianti* “.



Come, inoltre, è evidente dalla lettura delle BREF, non vi è alcun riferimento al fatto che le torce debbano essere utilizzate esclusivamente per situazioni nelle quali vi siano scostamenti rilevanti dall'equilibrio ottimale di una raffineria, si parla, infatti, di sicurezza intesa in senso ampio e moderno che contempla anche la sicurezza preventiva nei termini che abbiamo sopra definiti.

Nelle stesse Brefs per le raffinerie è riportato uno schema di funzionamento del sistema di torcia, che include anche il knock out drum e la barriera idraulica, di seguito riportato.

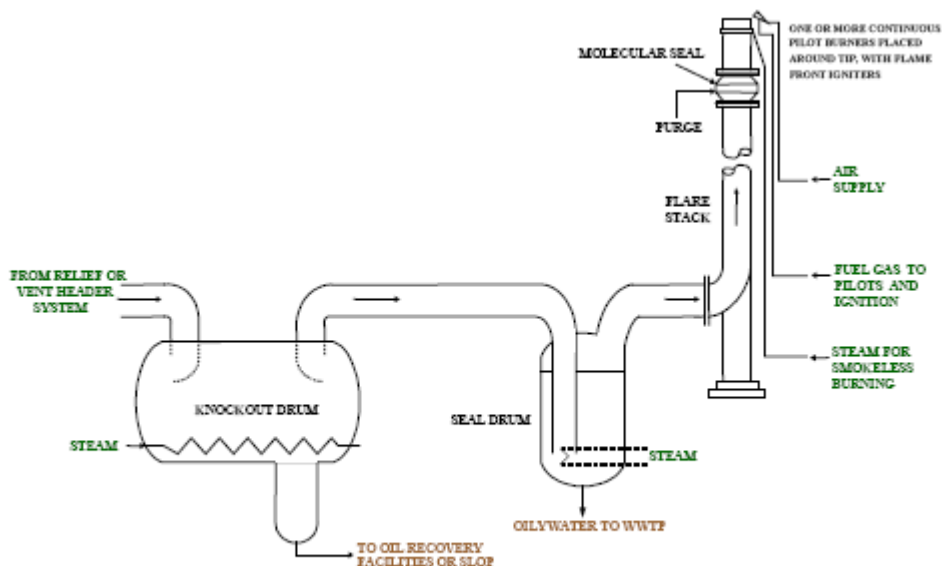


Figure 4.15: Simplified process flow diagram of a flare system

¹ Disponibile nel sito della IPPC di Siviglia: <http://eippcb.jrc.es>

raffineria di gela

Il sistema delle BLOW-DOWN/torce della Raffineria di Gela e la sua conformità alle migliori tecnologie disponibili.

Il sistema di BLOW-DOWN/torce utilizzato dalla Raffineria di Gela è conforme con quanto prescritto dalle migliori tecnologie disponibili. Si può facilmente giungere a tale conclusione esaminando in estrema sintesi gli impianti utilizzati dalla Raffineria di Gela.

Il BLOW-DOWN della Raffineria di Gela è costituito da una rete di tubazioni che collegano le valvole di sicurezza degli impianti presenti nel sito ad un collettore principale e convogliano i gas scaricati ad un sistema di quattro compressori di recupero (GARO) i quali inviano il gas recuperato a desolfurazione per la successiva immissione nel circuito di gas combustibile di stabilimento (Rete Fuel), consentendone il riutilizzo.

Quando la quantità di gas scaricato al collettore BLOW-DOWN supera la capacità dei compressori di recupero si ha emissione attraverso le torce.

Pertanto, nel caso di condizioni di emergenza limitate, quando cioè la maggior parte degli impianti resta in condizioni di marcia normale, i compressori di recupero consentono di minimizzare/annullare l'emissione di correnti gassose direttamente alle torce.

Le torce sono protette a monte da dispositivi (Knock Out Drums-V1, V2, V3) che hanno la funzione di trattenere e separare eventuali goccioline di liquido contenute nel gas scaricato dal sistema BLOW-DOWN.

Le torce asservite al BLOW-DOWN della Raffineria di Gela sono di tipo "elevato", nelle quali il bruciatore è installato sulla sommità di un tubo di fiamma, sorretto da una struttura a travatura reticolare.

Si riporta di seguito una tabella descrittiva delle torce della Raffineria di Gela:



raffineria di gela

Torcia	Seq. Int.	Portata max di sfioro (t/h)	Riser (inches)	TIP (inches)	Tipo	Altezza (m)	Battente idr. di inizio sfioro (kg/cm ²)
D ₁	I	12	8"	6"	Smokless	152	0,03
C	II	671	44"	42"	Smokless (fino a 32 t/h)	62	0,042
D	III	800	52"	50"	Non Smokless	152	0,07
B	IV	671	44"	42"	Non Smokless	62	0,1295



Le torce D e D1 insistono sulla medesima struttura.

Ciascuna torcia è dotata di un bruciatore pilota, posto sulla sommità del tubo di fiamma ed alimentato con gas desolfurato, che garantisce la presenza costante della fiamma pilota.

Ciascuna torcia è inoltre dotata di una "guardia idraulica" avente la duplice funzione di isolare la stessa dai collettori d'adduzione, e di regolarne la sequenza d'intervento in funzione della pressione sul collettore, per governare anomalie di entità diverse.

Al fine di evitare pericolosi rientri d'aria alla sommità delle torce, dovuti al fatto che l'aria ha massa molecolare più alta di quella di molti composti idrocarburici che possono essere scaricati dai vari impianti, vi è un sistema di flussaggio continuo con azoto, definito "Molecular seal".

L'altezza delle torce -che garantisce la efficiente dispersione di calore e dei prodotti di combustione-, la qualità del gas scaricato dagli impianti, la transitorietà e sporadicità delle emergenze, non inducono alcuna apprezzabile immissione di inquinanti nell'ambiente, come peraltro rilevato in occasione delle emergenze dalla Rete di Rilevamento della qualità dell'aria.

Inoltre le torce D1 e C, le prime ad entrare in funzione in caso di emergenza, sono dotate di sistema smokeless che prevede l'utilizzo di vapore al fine di migliorare la combustione ed evitare la produzione di fumo nero. Si evidenzia che è tecnicamente possibile adottare il sistema smokeless solo fino a certe portate di scarico, al di sopra delle quali il sistema non è in grado di funzionare a causa dell'elevata portata di gas scaricato (p.e. in caso di emergenza totale di stabilimento).

raffineria di gela

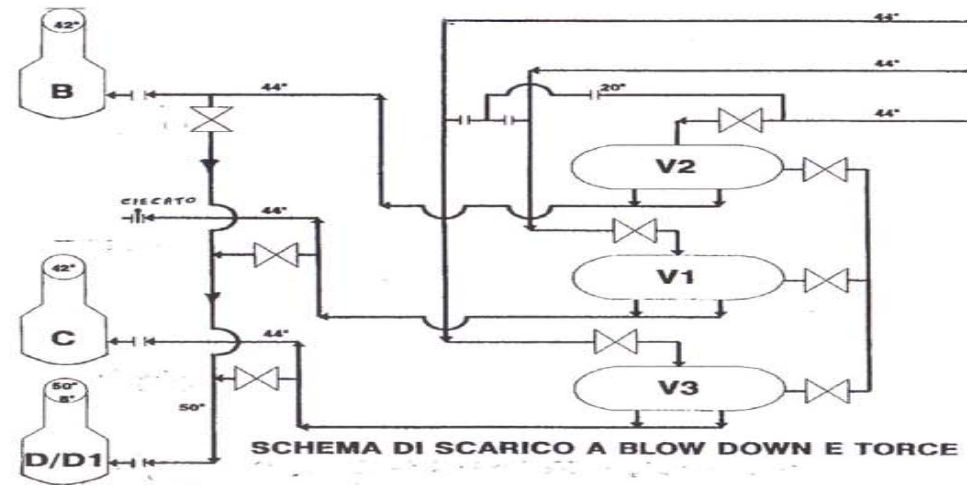
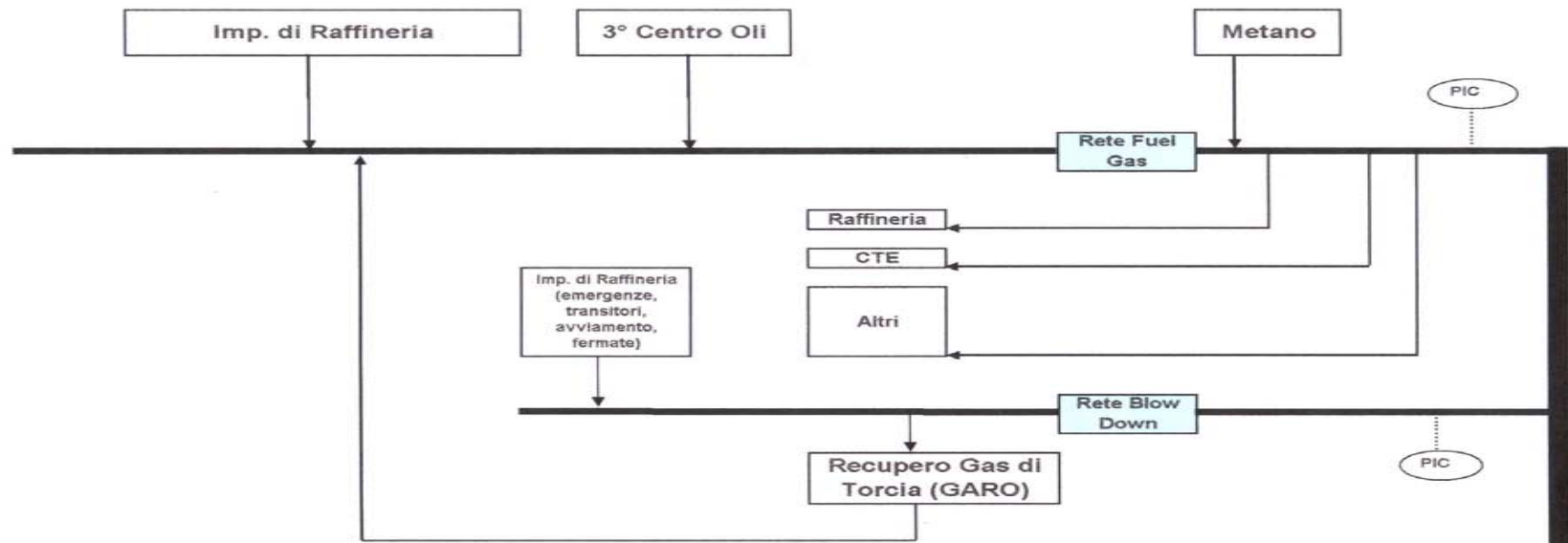
L'attuale situazione impiantistica di controllo installata presso il sistema Torce di Raffineria prevede la presenza di misuratori di portata con relativi totalizzatori installati presso i collettori "D/D1" e "C" (potenzialità max 1483 t/h) a valle dei rispettivi KOD (Knock Out Drums).

Tale configurazione impiantistica trova giustificazione tecnica in quanto le torce "D1" e "C" sono quelle che si *attivano* per prime in caso di disservizi/emergenze, mentre l'intervento della torcia "D" e "B" si realizza solo in casi estremi connessi a blocchi generali di Sito.

Di seguito si riporta, per ulteriore chiarezza, uno schema semplificato del sistema Fuel gas/B.D./Torce afferente la Raffineria di Gela.



raffineria di gela





raffineria di gela

A.I.A - RAFFINERIA DI GELA

PROPOSTA DI ASSETTO EMISSIVO ALLA MASSIMA

CAPACITA' PRODUTTIVA

Premessa

La Raffineria di Gela nasce negli anni '60 su ispirazione dell'allora Presidente dell'Eni Enrico Mattei allo scopo di sfruttare nel sito le opportunità di lavoro, in una zona particolarmente depressa, emerse a seguito della scoperta nei dintorni di Gela di petrolio grezzo, di caratteristiche molto dense e molto ricche in zolfo e composti solforosi.

La Raffineria viene quindi concepita, progettata e configurata per trattare grezzi molto pesanti ad alto contenuto di zolfo e per produrre prodotti petroliferi leggeri a bassissimo tenore di zolfo come benzine, gasoli e gpl.

Negli anni la Raffineria è stata dotata di impianti di conversione sempre più spinti che ne hanno esaltato la capacità di trasformare greggi di scarsa qualità in prodotti commerciali di caratteristiche merceologiche ed ambientali sempre più elevate ed al passo con la normativa europea di settore.

Allo stato attuale la Raffineria di Gela è posizionata ai massimi livelli europei e internazionali in quanto a grado di conversione e su tale caratteristica si basa il potenziale di redditività del ciclo industriale della Raffineria.

La peculiarità del ciclo di Raffinazione della Raffineria di Gela è costituita dalla presenza dei due impianti di Delayed Coking che costituiscono il cuore del ciclo produttivo e che consentono, tramite l'operazione di craking termico, di ottenere elevate rese in prodotti pregiati a basso tenore di



raffineria di gela

zolfo, come gasoli, benzine e gas, minimizzando la produzione di frazioni petrolifere pesanti e producendo un combustibile solido, il petcoke.

Il petcoke è in gran parte utilizzato come combustibile nelle caldaie della Raffineria per la produzione del vapore e della energia elettrica necessari al ciclo produttivo. Il quantitativo di energia elettrica prodotta in eccedenza rispetto alle esigenze della Raffineria è esportata verso la rete elettrica nazionale.

Il petcoke è uno dei combustibili solidi più utilizzati nell'industria ed è caratterizzato da un elevato potere calorifico e da un basso contenuto di ceneri; la caratteristica del petcoke prodotto dagli impianti della Raffineria di Gela, è quella di avere un elevato contenuto di zolfo in relazione alle caratteristiche dei greggi di provenienza che sono estratti nell'area di Gela.

Per questo motivo la produzione di coke con dette caratteristiche ed il suo utilizzo nel medesimo luogo di produzione come combustibile di alimentazione della centrale termoelettrica integrata negli impianti di raffineria restano il presupposto irrinunciabile per un esercizio redditivo della Raffineria di Gela.

In questo contesto, le caldaie della Raffineria nelle quali si utilizza il petcoke rappresentano una parte del ciclo di lavorazione della Raffineria.

La totale integrazione produttiva della centrale termoelettrica con i restanti impianti della Raffineria, permette di utilizzare i grezzi di elevata densità e tenore di zolfo e risulta alla base della redditività della Raffineria, rendendone competitiva la gestione in un contesto che per altri versi sarebbe oltremodo sfavorevole, vista la posizione geografica rispetto ai mercati di riferimento per i prodotti petroliferi.



raffineria di gela

L'assetto autorizzativo e le azioni per il controllo delle emissioni in atmosfera.

All'inizio degli anni '90 in ottemperanza della normativa europea in materia di qualità dell'aria e della normativa italiana di recepimento (DPR 203/88 ed in particolare D.M. 12 Luglio 1990 "*Linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori limiti di emissione*"), la Raffineria di Gela, allora parte della Società Praoil, avvia il percorso di adeguamento del proprio assetto emissivo ai livelli previsti per le Raffinerie di Petrolio.

In considerazione dei valori limiti previsti dai documenti citati, decisamente inferiori ai valori di emissioni fino ad allora autorizzati, si rendeva necessaria la realizzazione di una serie di interventi di notevole entità, in modo da adeguare le emissioni della Raffineria nella tempistica prevista dalle stesse leggi.

La problematica maggiore era ovviamente costituita dalle emissioni della Centrale Termoelettrica in quanto, utilizzando il coke ad alto tenore di zolfo come combustibile prevalente era, di fatto, l'impianto dell'intera Raffineria che emetteva all'atmosfera il maggior carico di inquinanti (SO₂, NOx e Polveri).

Le principali tecniche adottate dall'industria per rispettare i limiti connessi all'inseverimento della legislazione ambientale, erano sostanzialmente di due tipi: l'utilizzo di combustibili più pregiati a basso tenore di zolfo o l'abbattimento degli inquinanti presenti nei fumi di combustione con interventi "end of pipe".

In questo scenario infatti, molte centrali termoelettriche di produzione di energia sono state fermate in quegli anni, convertite a combustibili pregiati o dotate di impianti di desolforazione dei fumi, opzione questa utilizzata da tutte le centrali termoelettriche alimentate a carbone e anche da alcune alimentate ad olio combustibile ad alto tenore di zolfo.

Per la Raffineria di Gela l'opzione dell'utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo come ad esempio metano, non era perseguibile in quanto, per le motivazioni riportate in premessa, avrebbe



raffineria di gela

comportato l'impossibilità di utilizzare i grezzi pesanti nazionali che vengono estratti direttamente nell'area di Gela e in altri campi siciliani e avrebbe compromesso irrimediabilmente la redditività del ciclo industriale così come inizialmente concepito.

Si è quindi scelta l'unica opzione perseguibile cioè quella di dotare la Centrale Termoelettrica di un impianto di depurazione fumi allineato alle migliori tecniche disponibili in modo che il livello emissivo della Raffineria nel suo complesso (cosiddetta "bolla di Raffineria") rispettasse i limiti previsti dalla normativa applicabile alle Raffinerie di Petrolio.

Il disposto autorizzativo che ha consentito la prosecuzione delle emissioni in atmosfera, rilasciato dalla regione Sicilia a valle di molteplici audizioni tecniche con la società richiedente, si basa su tale approccio e prevede pertanto il rispetto di **un unico limite**, espresso in concentrazione per gli inquinanti SO₂, NOx e Polveri, relativo alla bolla complessiva di tutta la Raffineria (SO₂ < 1.700 mg/Nmc; NOx < 500 mg/Nmc; Polveri < 80 mg/Nmc).

I limiti a carico della Centrale Termoelettrica risultano ⁽¹⁾:

- SO ₂ :	1.621	mg/Nmc
- NOx:	487	mg/Nmc
- Polveri:	60	mg/Nmc
- Portata fumi di combustione:	1.785.000	Nmc/h.

⁽¹⁾ Le concentrazioni alle emissioni derivanti dalla combustione del combustibile solido (pet-coke) sono riferite ad un tenore di O₂ di riferimento pari al 10 % in ossequio al Decreto Autorizzativo emanato dalla Regione Sicilia.

Come già accennato, per poter traguardare i limiti emissivi suddetti fu adottato un piano di adeguamento basato sull'installazione di un impianto di abbattimento degli inquinanti presenti nei fumi di combustione provenienti dalle caldaie di CTE alimentate a petcoke. Venne individuata come più appropriata ed allineata alle Migliori Tecniche Disponibili la tecnologia denominata SNOx, estremamente innovativa rispetto a quelle più consolidate nel periodo (ad es. Wellman Lord e processi a calce), in quanto permetteva una depurazione dei fumi senza produzione di reflui o

Commento [gb1]:



raffineria di gela

rifiuti solidi di alcun genere, se non di acido solforico, utilizzabile all'interno dello stesso ciclo produttivo della Raffineria e commercializzabile come prodotto per l'industria chimica.

Tale peculiarità impiantistica, accoppiata a valori di abbattimento notevoli (94% per l'SO₂, 90% per l'NO_x e 98% per le polveri), determinò il convincimento da parte del management Eni che l'investimento per l'impianto SNO_x fosse il più appropriato nonostante il suo elevato costo di investimento (circa 300 miliardi di vecchie lire, pari al doppio di qualsiasi altro tipo di impianto di abbattimento dell'epoca) ed il carattere sperimentale della tecnologia.

Oggi si può senza dubbio affermare che l'impianto SNO_x rappresenta una vera e propria pietra miliare nel campo della depurazione fumi, divenendo esso stesso elemento di riferimento nell'applicazione delle "Best Available Techniques" (vedi par. 4.23.8 Doc. BREF Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - December 2001).

L'impianto si presentava di costo così elevato anche perché, dovendo trattare la grande quantità di fumi provenienti dalle 3 caldaie a coke, ca 1 MNmc/h, era costituito da condotti ed apparecchiature di notevoli dimensioni da realizzare con materiali speciali resistenti alla corrosione per la presenza di gas acidi nel processo di trattamento.

Le basi di progetto adottate per l'impianto SNO_x tengono conto quindi dei limiti previsti dall'autorizzazione regionale ed anche delle caratteristiche dell'area ove l'impianto doveva essere realizzato. L'impianto infatti doveva necessariamente essere ubicato in vicinanza della Centrale per limitare pressioni e dimensioni dei condotti, e si doveva pertanto gestire la complessità del layout visto che le aree limitrofe erano occupate dalle strutture di raffineria pre-esistenti.

In considerazione dei vincoli e dei limiti suddetti l'impianto SNO_x è sorto piuttosto compatto, con una disposizione prevalentemente "verticale", offrendo prestazioni garantite già al massimo dell'ottenibile in ciascuna delle sue apparecchiature principali: scambiatore fumi depurati/non depurati, catalizzatori SO₂ ed NO_x, torre di condensazione acido solforico, sistema di raffreddamento ad acqua mare.



raffineria di gela

In definitiva l'impianto SNOx non presenta margini per interventi di revamping e non è pertanto possibile incrementarne le performance, nè in termini di portata di trattamento fumi, nè in termini di efficienza di abbattimento, peraltro già molto elevate .

Tuttavia, dopo alcuni anni di esercizio la Raffineria ha volontariamente attuato un importante intervento di miglioramento apportando una modifica impiantistica al camino quadricanne pre-esistente, che ha consentito di ridurre ulteriormente il quantitativo di inquinanti emessi all'atmosfera dalle caldaie della Centrale.

Infatti per motivi tecnologici e di sicurezza operativa la progettazione iniziale dell'impianto prevedeva che una aliquota di fumi provenienti dalle caldaie a coke, quindi non trattata nell'impianto SNOx, dovesse continuare a fluire nel pre-esistente camino quadricanne.

Le basi progettuali dell'impianto SNOx prevedevano infatti la depurazione dei fumi delle 3 caldaie a coke, mediante aspirazione dai condotti preesistenti originariamente convogliati su 3 delle 4 canne dell'esistente camino quadricanne, laddove la quarta canna era adibita alle due restanti caldaie non alimentate a coke, bensì a fuel oil e gas.

Il flusso dei fumi di combustione si bilanciava in modo tale che ca 40.000 Nmc/h di fumi di ciascuna caldaia a coke continuavano a fluire nel pre-esistente camino quadricanne in modo da garantire il mantenimento di un livello di temperatura necessario per il tiraggio richiesto in caso di fermata e/o up-set dello SNOx.

Tale soluzione progettuale avrebbe evitato intempestive fermate di caldaia, con possibili ripercussioni sull'intera Fabbrica. Infatti eventuali fuori servizi dello SNOx, specie se improvvisi, avrebbero obbligato ad una deviazione immediata dei fumi alle vecchie canne che, se trovate "fredde" non precedentemente flussate in temperatura, non sarebbero state in grado di assicurare il necessario tiraggio di aspirazione degli stessi fumi con la reale possibilità di innesco di pericolosi transitori nel regime pressorio delle camere di combustione delle caldaie e quindi di blocchi intempestivi.

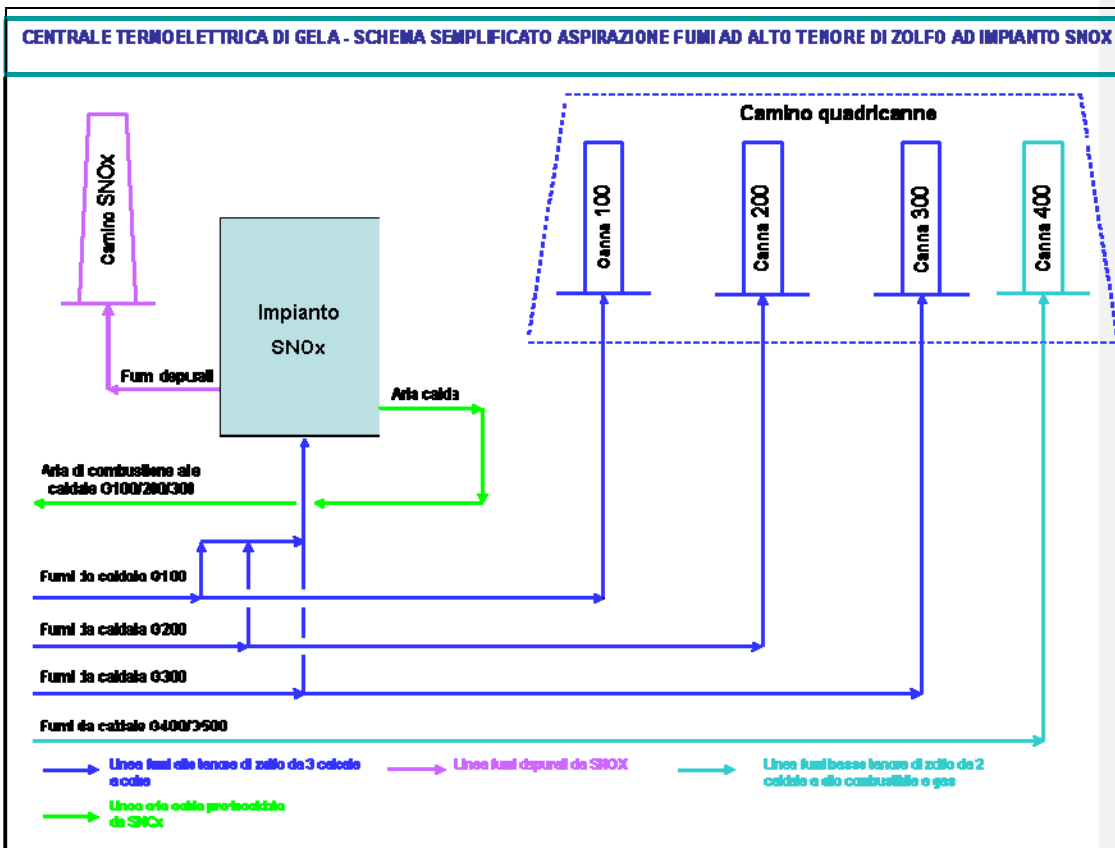


raffineria di gela

Inoltre il flussaggio in continuo in temperatura delle canne avrebbe evitato che i mattoni costituenti le pareti delle stesse venissero sfaldati e/o distrutti a causa di shock termici dovuti all'arrivo improvviso ed istantaneo di fumi caldi, eventualmente provenienti dallo SNOx in up set, su pareti fredde non flussate.

Il rovescio della medaglia consisteva nel fatto che, dovendosi obbligatoriamente operare il "flussaggio" delle 3 canne del camino pre-esistente, con i fumi *da coke* non depurati provenienti dalle corrispettive caldaie, l'emissione di tali 3 canne veniva a dar luogo ad uno dei maggiori contributi nel quadro emissivo della Raffineria seppur sempre nei limiti previsti in effetto bolla dal decreto autorizzativo.

Nella figura che segue si riporta sinteticamente lo schema di aspirazione dal camino quadricanne all'impianto SNOx dei fumi ad alto tenore di zolfo delle caldaie a coke G100/G200/G300.



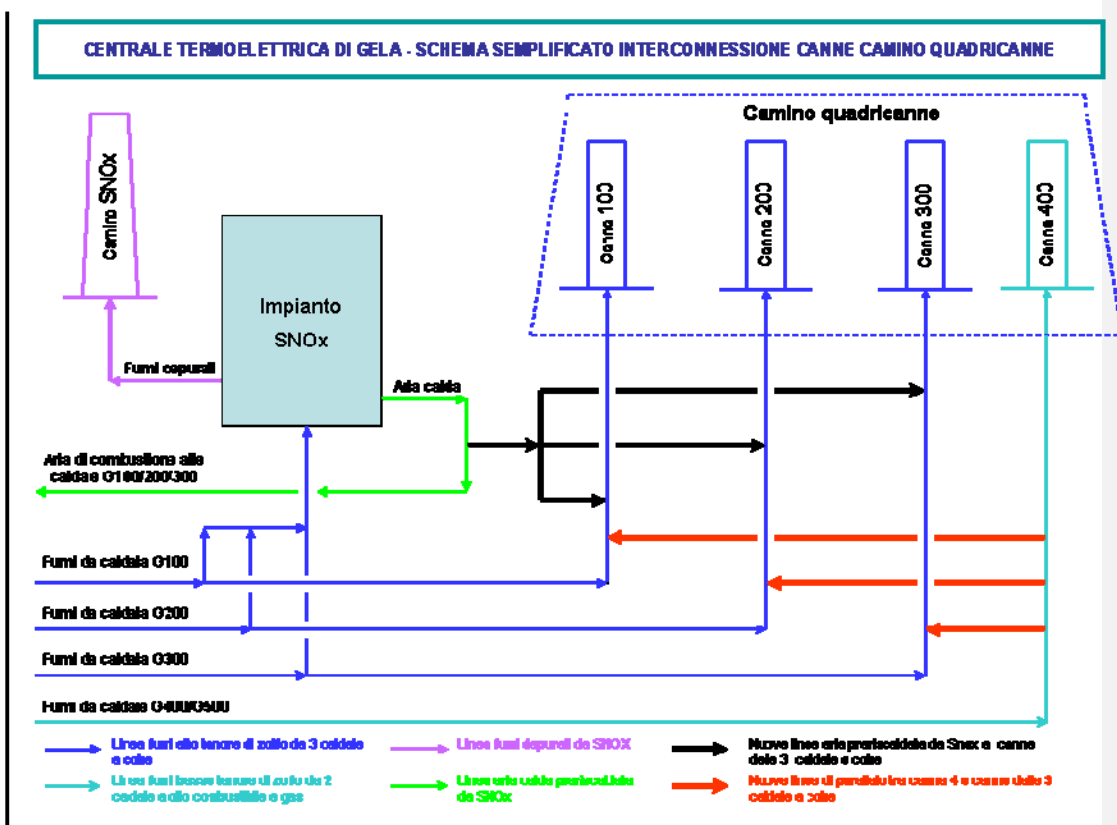


raffineria di gela

Per ovviare a quanto sopra si è pensato allora di collegare le 3 canne del camino pre-esistente, in cui sono presenti i fumi solforosi delle caldaie a coke, con la 4^a canna alimentata con i fumi meno solforosi provenienti dalle caldaie non a coke, nonchè di inviare un flusso di aria calda in esubero proveniente dalla sezione di preriscaldamento dell'impianto SNOx.

La soluzione adottata determina un diverso bilanciamento dei flussi con il risultato di massimizzare l'afflusso dei fumi a più elevata concentrazione di inquinanti, provenienti dalle caldaie alimentate a coke, verso l'impianto di trattamento SNOx, spazzandoli dal camino pre-esistente tramite aria in esubero dallo SNOx e con i fumi meno solforosi provenienti dalle caldaie 400 e 500, alimentate a olio e gas.

Nella figura che segue si riporta sinteticamente la miglioria apportata.





raffineria di gela

I significativi miglioramenti in termini di carico emissivo hanno consentito di proporre in sede di domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale un assetto emissivo alla Massima Capacità Produttiva dell'intera Raffineria con valori molto più contenuti rispetto a quelli previsti dall'attuale decreto autorizzativo rilasciato dalla Regione Sicilia e dal Testo unico in materia ambientale (DLgs n. 152/2006) per le Raffinerie di petrolio.

Assetto emissivo proposto alla MCP nella domanda di AIA per la Centrale Termoelettrica ⁽²⁾:

- SO₂ 1.052 mg/Nmc, inferiore del 35% rispetto al precedente 1.621 mg/Nmc;
- NO_x 180 mg/Nmc, inferiore del 63% rispetto al precedente 487 mg/Nmc;
- Polveri 44 mg/Nmc, inferiore del 27% rispetto al precedente 60 mg/Nmc.

⁽²⁾ Anche per tale assetto pro AIA le concentrazioni alle emissioni derivanti dalla combustione del pet-coke sono riferite ad un tenore di O₂ di riferimento pari al 10 % come previsto dal D.A. Regionale.

La Raffineria di Gela ha quindi autonomamente attuato quanto era tecnicamente possibile per attenuare l'impatto delle proprie emissioni sulla qualità dell'aria, intervenendo in particolare sulle emissioni provenienti dalle caldaie della raffineria, attestandosi oggi su valori allineati rispetto a quanto previsto dal DM "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili – categoria Raffinerie di Petrolio" in materia di prestazioni ambientali conseguibili con le migliori tecniche disponibili.



raffineria di gela

Conclusioni

La Centrale Termoelettrica è un impianto strettamente integrato nel ciclo della Raffineria, che utilizza il petcoke, l'olio combustibile ed il fuel gas di raffineria autoprodotti, al fine di produrre vapore ed energia elettrica essenziali all'esercizio della Raffineria a al mantenimento delle necessarie condizioni di sicurezza e di autosufficienza energetica.

La presenza della Centrale termoelettrica consente quindi di valorizzare la produzione del combustibile petcoke e di ottimizzare il quadro emissivo connesso al mix di combustibili utilizzato.

Per queste motivazioni le caldaie della centrale termoelettrica unitamente all'impianto di abbattimento SNOx sono da considerare impianti di combustione da inserire, come gli altri presenti in raffineria, nell'effetto bolla delle emissioni, come peraltro previsto dall'art. 273 comma 13.

Per quanto già precisato nella presente nota non vi sono possibilità di attuare interventi di ulteriori e significative riduzioni dei valori di emissione, senza apportare modifiche sostanziali al ciclo produttivo della Raffineria compromettendone l'essenziale requisito di redditività e di sostenibilità economica.

Tali modifiche dovrebbero necessariamente prevedere l'utilizzo di differenti tipologie di grezzi (da "pesanti" a "leggeri"), snaturando di fatto l'attuale processo produttivo della Raffineria basato sulla valorizzazione dei greggi indigeni e peggiorando irrimediabilmente qualsiasi indice di *performance*.

Tuttavia la Raffineria, pur ritenendo che il livello emissivo attuale del proprio ciclo produttivo è allineato alle migliori tecniche disponibili applicabili nel contesto della Raffineria di Gela, intende proporre alla Commissione AIA un ulteriore miglioramento dell'assetto emissivo.

Tale miglioramento basato su una ottimizzazione del mix dei combustibili, che comporta un sensibile aumento dei costi operativi, consentirebbe di traguardare, alla Massima capacità della



raffineria di gela

Raffineria, i limiti riportati nelle tabelle seguenti che la Raffineria considera non ulteriormente comprimibili.

Limiti espressi in concentrazione

Macro Inquinante	Limiti riportati in istanza AIA per Centrale Termoelettrica mg/Nmc ⁽¹⁾	Nuovi limiti proposti per Centrale Termoelettrica mg/Nmc ⁽¹⁾	Limiti Bolla complessiva di Raffineria riportati in istanza AIA mg/Nmc ⁽²⁾	Nuovi limiti Bolla complessiva di Raffineria mg/Nmc ⁽²⁾
SOx	1.300	1.000	1.105	900
NOx	225	200	235	218
PST	55	50	85	80

(1) Per una più congruente interpretazione della tabella, anche le concentrazioni limite alle emissioni a carico della Centrale Termoelettrica riportati nell'istanza AIA presentata (II colonna), così come quelli proposti (III colonna), derivanti dalla combustione del pet-coke sono stati riferiti ad un tenore di O₂ di riferimento pari al **6%** come previsto dal Dlgs 152/06. *I valori riportati nella II colonna risultano coerenti con quelli già presentati per la Centrale Termoelettrica nella relativa scheda B.7.2 che risultano essere per **SO₂**, **NOx** e **PST** rispettivamente pari a **1.052 mg/Nmc**, **180 mg/Nmc** e **44 mg/Nmc** in quanto gli stessi sono stati calcolati, per la quota derivante dalla combustione del pet-coke, con un tenore di O₂ di riferimento pari al **10%** in coerenza con il decreto autorizzativo Regionale.*

(2) Le concentrazioni sono calcolate come rapporto della sommatoria delle masse inquinanti emesse e la somma dei corrispondenti volumi (ciascuno al tenore di % O₂ di riferimento per essi previsto – **6% per combustibili solidi**, **3% per liquidi e gas**) delle emissioni da **tutti** i camini della Raffineria (CTE compresa). *I valori restituiti nella IV colonna risultano coerenti con quelli già presentati in AIA per la **bolla complessiva di Raffineria** che risultano essere per **SO₂**, **NOx** e **PST** rispettivamente pari a **977 mg/Nmc**, **206 mg/Nmc** e **74 mg/Nmc** in quanto gli stessi sono stati calcolati, per la quota derivante dalla combustione del pet-coke in CTE, con un tenore di O₂ di riferimento pari al **10%** in coerenza con il decreto autorizzativo Regionale.*

Nuovi limiti espressi come valore complessivo del flusso di massa su base annua

Inquinante	Ton/anno
SOx	12.700
NOx	3.080
PST	1.140



raffineria di gela

Si specifica inoltre che in occasione di fermate prolungate [per manutenzione programmata (periodicità ca 3 / 4 anni) e/o up-set] dell'impianto depurazione fumi della Centrale Termoelettrica (SNO_x), la Raffineria procederà adottando le misure più opportune per la ottimizzazione dei combustibili in alimentazione all'impianto anche mediante sostituzione degli stessi (pet coke autoprodotta con pet coke BTZ, olio combustibile con olio combustibile BTZ) al fine di ridurre al minimo possibile l'impatto emissivo.

In tali condizioni di *esercizio anomalo*, i limiti emissivi traguadabili dalla Raffineria sono esclusivamente quelli della bolla complessiva riportati nella Sezione 1 Parte IV dell'allegato I alla parte quinta del DLgs. 152/06, fermo restando il vincolo complessivo espresso come flusso di massa annuale.