

Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Adozione di un efficace sistema di gestione ambientale	<u>Applicata</u> La raffineria ha implementato un sistema di gestione ambientale (SGA) che risulta certificato ISO 14001 a partire da Giugno 2001. Inoltre il SGA ambientale della raffineria risulta registrato EMAS a partire da Marzo 2005. 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	<u>Applicata</u> La gestione dell'energia rappresenta un aspetto gestionale di fondamentale importanza per la raffineria. Nell'ambito del sistema di gestione ambientale (SGA) è previsto una procedura per il monitoraggio dei consumi energetici finalizzato a contabilizzare le emissioni di CO ₂ della raffineria. 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 PERF). Infine i consumi energetici vengono valutati in confronto ai competitor visto che la raffineria partecipa allo studio biennale di Solomon.	Adozione di un sistema di gestione dell'energia come parte integrante del più ampio sistema di gestione ambientale.
	<u>Applicata</u> Tutti i forni principali sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O ₂ e della T all'uscita forno con conseguente possibilità di controllare la quantità d'aria comburente mediante sistemi manuali o automatici. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verificare l'efficienza di combustione. Inoltre tutti i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.	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%.

	<u>Applicata</u> Le unità Topping e Vacuum e le unità Visbreaking e Thermal Cracking sono fortemente integrate tra loro. Inoltre esistono altri sistemi di integrazione termica, ad esempio l'unità HDS 2 e TSTC. Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte. Esistono inoltre sistemi di recupero calore da flussi ad alto contenuto termico mediante produzione di vapore immesso nella rete di raffineria: l'unità VBTC produce vapore MP, l'unità di Reforming PLAT produce vapore AP mediante una caldaia a recupero (WHB) che sfrutta i fumi dei forni dell'unità PLAT e delle unità HDT e HDS 1, l'unità RHU produce vapore BP, gli impianti Idrogeno 2200 e 2500 producono vapore MP, le unità Claus 2 e Claus 3 BP e l'unità Claus 4 produce vapore MP. Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico finalizzato a minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis. Lo studio ha evidenziato alcuni margini di miglioramento e per i più significativi sono stati predisposti specifici studi di fattibilità per identificare alcuni interventi di miglioramento. In questo ambito sono stati identificati i seguenti interventi: • Revamping del treno di scambio carica/effluente dell'unità CDU connesso ad un intervento di aumento capacità dell'unità stessa; • Intervento di sostituzione di una pompa dell'unità TIP al fine di aumentare la prevalenza ed eliminare l'esistente bypass ad uno scambiatore; • Riduzione dello sporcamento di uno scambiatore carica/effluente dell'unità HDT mediante potenziamento del sistema di lavaggio; Infine va considerato che l'EII (Energy Intensità Index) valutato da Solomon nel 2004 pone la raffineria nel 1° quartile nella relativa classe di complessità e quindi evidenzia come gli eventuali margini di miglioramento energetico siano ridotti, ovvero che la raffineria già attualmente possiede un buon livello di efficienza energetica.	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.
--	--	---

	<u>Applicata</u> La generazione dei vettori energetici (elettricità e vapore) avviene grazie alla centrale termoelettrica gestita da EniPower. Una quota di vapore viene quindi prodotta dalle unità di raffineria (si veda la sezione precedente). La centrale termoelettrica di EniPower consta di un turbogas connesso ad una caldaia a recupero (HRSG) dotata di post-combustione per la cogenerazione di calore ed elettricità ed una serie di 4 caldaie tradizionali collegate a turbine a vapore. Quasi tutti i forni di raffineria e comunque tutti i forni principali sono dotati di sistemi per il preriscaldamento dell'aria comburente mediante scambiatori aria/fumi o sistemi con servizio di aerotermini ad acqua calda riscaldata nella sezione convettiva del forno. I forni dotati di preriscaldamento sono: unità CDU (Topping/Vacuum), TSTC, RHU, HDS 2.	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.
	<u>Applicata</u> Preliminarmente al passaggio negli scambiatori di calore, nei forni delle unità di distillazione (Topping) e in un forno dell'unità TSTC, è previsto l'utilizzo di prodotti antisporcamento al fine di ottimizzare l'efficienza di scambio termico.	Ottimizzazione dell'efficienza di scambio termico, attraverso per esempio l'utilizzo di prodotti antisporcamento negli scambiatori di calore e nei forni e caldaie.

	<u>Applicata</u> La quasi totalità degli impianti e dei offsite (serbatoi, etc.) è servita da un'estesa rete di recupero della condensa prodotta al fine di un suo riutilizzo come acqua di caldaia, previo trattamento. La raffineria gestisce la raccolta delle condense che viene poi ceduta a EniPower per il recupero e la produzione di acqua degasata che viene quindi inviata alla raffineria. Inoltre vi è un'introduzione netta in raffineria di vapore prodotto da EniPower. Nel 2005 la quota di condensa recuperata dalla raffineria rispetto al totale di acqua demi+degasata distribuita alla raffineria per produzione di vapore unita all'introduzione netta di vapore da parte di EniPower è risultata pari a circa 26 %. Va osservato che parte del vapore viene utilizzato ai fini del processo e quindi non risulta recuperabile. Si consideri infatti: • vapore per atomizzazione dell'olio combustibile; • vapore alla torcia per contenere la fumosità; • vapore per il processo di steam reforming; • vapore sfatato in atmosfera al degasatore. Inoltre parte del vapore utilizzato nel processo risulta recuperato come acqua di desalting e acqua scaricata all'unità di stripping acque acide.	Riutilizzo dell'acqua di condensa
	<u>Applicata</u> Si veda la sezione Torcia	Gestione delle operazioni con utilizzo della torcia solo durante le operazioni di avviamento, fermata ed in situazioni di emergenza.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione della bolla di raffineria Tecniche di tipo primario	<u>Applicata</u> 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. 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/ Vacuum, Visbreaking/ Thermal Cracking). Le restanti unità di raffineria sono termicamente isolate tra loro e al più ricevono prodotti caldi in colaggio da impianti a monte. Esistono inoltre sistemi di recupero calore da flussi ad alto contenuto termico con produzione di vapore e generazione di potenza, presso l'unità RHU. Recentemente tutte le unità di raffineria sono state oggetto di uno studio specifico finalizzato a minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante pinch analysis. Ai fini energetici vengono utilizzati in raffineria i seguenti combustibili: • gas combustibile di raffineria (FG); • olio combustibile autoprodotta (FO); • GPL da stoccaggio, preventivamente sottoposto ad un trattamento di rimozione dei mercaptani e H₂S, evaporato in rete fuel gas di raffineria; Tutto il fuel gas prodotto in raffineria viene utilizzato in raffineria o ceduto ad EniPower per alimentare la centrale turbogas con riduzione di eventuali sfiati a blowdown, grazie ad un attento bilancio tra produzione e consumi e l'utilizzo di un sistema di recupero gas sul collettore di blowdown prima dell'invio a torcia. Va osservato che il fabbisogno energetico di combustibili di raffineria viene soddisfatto prevalentemente con combustibili gassosi (fuel gas, GPL, purge gas) che rappresentano più del 75% del fabbisogno complessivo di combustibili della raffineria, in termini energetici.	Riduzione di SO_x nella combustione, in forni, caldaie e turbine, tramite: • 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 desolfurato 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
	Tutti i flussi che possono contenere apprezzabili tenore di H₂S vengono sottoposti a lavaggio amminico prima dell'invio nella rete di distribuzione. L'ammina utilizzata nelle colonne di lavaggio viene quindi rigenerata in apposite colonne rigeneratrici per liberare H₂S che viene collettato ed inviato alle unità di recupero zolfo (dotate di unità Claus e Tail gas treatment) per la produzione di zolfo elementare. Al fine di garantire un funzionamento sicuro ed efficace delle colonne di lavaggio, l'ammina povera di H₂S, preventivamente all'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. Il contenuto medio di H₂S nel fuel gas per l'anno di riferimento è risultato mediamente pari a 100 ppm, inferiore al valore di 150 mg/Nm³. Il combustibile liquido utilizzato nei forni di raffineria è classificabile come OC a basso tenore di zolfo (BTZ), dato che il tenore medio di zolfo nel 2005 è risultato pari a 0,97% wt, inferiore al valore di riferimento del 1% di zolfo.	
	<u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. La quasi totalità dei forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T all'uscita forno con conseguente possibilità di controllare la quantità d'aria comburente mediante sistemi automatici o manuali. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verificare l'efficienza di combustione. Inoltre tutti i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni. I forni dell'Unità di Produzione Idrogeno 2500 FG, alimentati a fuel gas, sono dotati di bruciatori con tecnologia LowNOx. Diversi forni minori sono inoltre alimentati esclusivamente con combustibili gassosi (unità TIP, Hot Oil, HDS 2, RHU e impianti	Riduzione di NOx tramite: • 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
	Idrogeno).	
	<u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. La quasi totalità dei forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T all'uscita forno con conseguente possibilità di controllare la quantità d'aria comburente. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verificare l'efficienza di combustione. Inoltre tutti i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni. Va inoltre osservato che la consistente percentuale di combustibili gassosi utilizzati 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. Inoltre si osservi che il fuel oil autoprodotta viene preparato a partire da correnti di idrocarburi pesanti provenienti dall'unità RHU (fuel oil desolfato e demetallizzato) e talvolta miscelato con ridotte quantità di tar visbreaker BTZ. Il tenore medio di ceneri nel fuel oil utilizzato dalla Raffineria nel 2005 è risultato pari a 0.03% wt. Secondo quanto riportato nel documento "Draft Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants-2003", tale contenuto di ceneri nel fuel oil è da ritenersi basso.	Riduzione di particolato tramite: • gestione globale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi; • utilizzo di combustibili a basso contenuto di ceneri;
	<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 mediante serbatoi di preparazione. 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	Riduzione di metalli: • 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;

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
	combustibile (Nichel e Vanadio). Mediamente il tenore di Nichel e Vanadio nel fuel oil utilizzato nell'anno di riferimento è risultato mediamente inferiore rispettivamente a 10 e 30 mg/kg, caratterizzando tale fuel oil come combustibile liquido a basso contenuto di metalli (si confronti la sezione 2.10 del documento BRef per le Raffinerie). Inoltre si osserva che il fuel oil autoprodotta viene preparato a partire da correnti di idrocarburi pesanti provenienti dall'unità RHU (fuel oil desolforato e demetallizzato) e talvolta miscelato con ridotte quantità di tar visbreaker BTZ.	
	<u>Applicata</u> La raffineria opera una strategia complessiva di ottimizzazione dell'efficienza di combustione essendo questo un parametro importante nella conduzione delle operazioni. La totalità dei forni sono dotati di sistema di monitoraggio dell'O₂ e della T all'uscita forno con conseguente possibilità di controllare la quantità d'aria comburente. Periodicamente vengono inoltre condotte campagne analitiche di monitoraggio per verificare l'efficienza di combustione. Inoltre tutti i forni principali sono dotati di sistemi di preriscaldamento dell'aria comburente al fine di migliorare l'efficienza energetica dei forni.	Riduzione di CO e VOC: gestione ottimale della combustione con ottimizzazione del rapporto aria/ combustibile e della temperatura dei fumi.

Gestione della bolla di raffineria Tecniche di tipo secondario (trattamento dei fumi):	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'installazione di sistemi di abbattimento specifici per il particolato dei gas di scarico di forni e caldaie. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Taranto, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	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;
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche di tipo FDG per la riduzione delle emissioni di SOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Taranto, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	SOx: FGD (lavaggio/ trattamento di desolforazione);
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche di tipo SCR e/o SNCR per la riduzione delle emissioni di NOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Taranto, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	NOx: SCR, SNCR;
	<u>Non Applicabile</u> La raffineria privilegia tecniche di trattamento primario (si veda la sezione precedente) e non prevede l'utilizzo di tecniche combinate per la riduzione delle emissioni di SOx e NOx. Tuttavia tali tecniche non risultano classificabili come MTD per la raffineria di Taranto, come evidenziato nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	Tecniche combinate di riduzione delle emissioni di Sox e NOx.

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. La Raffineria, comunque, ha recentemente portato a termine l'installazione di sistemi di monitoraggio in continuo su tutti i camini. 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 dell'acqua ottimale	<u>Applicata</u> La gestione del flusso idrico in ingresso e in uscita dalla raffineria è gestita nell'ambito del SGA tramite opportune procedure e istruzioni operative finalizzate a: • garantire il rispetto dei parametri di qualità e quantità prescritti, per gli effluenti idrici in ingresso ed in uscita, dalla legislazione vigente; • 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.
	<u>Applicata</u> In aggiunta alle tecniche di minimizzazione dei consumi descritte al punto successivo, la Raffineria ha sviluppato e recentemente realizzato dello studio di “water reuse”. Il piano di intervento ha previsto l'installazione di una sezione di desolforazione, di biofiltrazione, di trattamento fanghi, un impianto di ultrafiltrazione ed osmosi inversa per trattare le acque provenienti al TAE (che includono anche le acque di falda emunte dagli sbarramenti idraulici previsti dal Progetto Definitivo di Bonifica Acqua di Falda, si veda la successiva sezione Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli) al fine di produrre acqua demi e minimizzare i prelievi da fonti naturali (acqua pozzi); Infine, la raffineria sta procedendo all'elaborazione di uno studio concettuale per il riutilizzo dell'acqua mare come acqua potabile.	Analisi integrata e studi sulle possibilità di ottimizzazione della rete acqua e delle diverse utenze, finalizzata alla riduzione dei consumi.

	<u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione dei consumi: • Desalting: la raffineria utilizza un desalting a doppio stadio. L'acqua scaricata dal 2° stadio di desalting viene riutilizzata nel 1° stadio dell'unità con un'eventuale integrazione con acqua trattata proveniente dalle unità SWS; • Desalting: l'acqua utilizzata nel 1° stadio dell'unità di desalting proviene dalle unità di strippaggio acque (SWS); • Recupero condense: relativamente al recupero e riutilizzo dell'acqua di condensa si veda la sezione Miglioramento dell'efficienza energetica. • Water Reuse: garantisce il riutilizzo delle acque provenienti dal Trattamento acque (TAE), incluse le acque emunte dagli sbarramenti Idraulici previsti dal "Progetto Definitivo di Bonifica-Acque di Falda" per produrre acqua demineralizzata.	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.
	<u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche di minimizzazione: • Desalting: si veda il punto precedente; • Trattamento acque TAE – minimizzazione dell'apporto di acqua all'impianto di Trattamento (TAE), implementando azioni gestionali ed operative.	Applicazioni di tecniche per ridurre la quantità di acqua reflua generata in ogni singolo processo, attività, o unità produttive.

	<u>Applicata</u> Sono applicate le seguenti tecniche: • procedure di bonifica e pulizia attrezzature/impianti volte a minimizzare le emissioni verso l'ambiente; • operazioni di svuotamento impianti/apparecchiature in generale a ciclo chiuso recuperando i fluidi in appositi serbatoi di slop e minimizzando l'invio a fognatura oleosa; • controllo dell'acqua drenata dai serbatoi allo scopo di prevenire eventuali invii anomali di idrocarburi in carica all'impianto trattamento reflui; • controllo del contenuto d'acqua nel greggio in alimentazione all'impianto Topping e in uscita alle unità di desalting, allo scopo di prevenire un conseguente sovraccarico delle sezioni di pretrattamento dell'impianto TAE; • intercettazione di MTBE, durante le operazioni di carico/scarico in aree Pontile e Blending; • bracci di carico da Pontile drenati in appositi pozzetti di raccolta, ubicati presso gli ormeggi. I prodotti drenati, ad eccezione di MTBE (inviati separatamente ai serbatoi di stoccaggio) vengono inviati a slop; • impianti di Cracking termico e Visbreaking (unità TSTC) e di Hydrocracking dei residui (unità RHU) dotati di linee dedicate, denominate closed drain collegati a serbatoi di stoccaggio/vessels di impianto; gli spurghi di processo vengono intercettati in tali linee e inviati a slop	Applicazioni di procedure operative finalizzate alla riduzione della contaminazione dell'acqua reflua.
	Si veda sezione di Impianto di trattamento delle acque reflue.	Collettamento delle acque di dilavamento delle aree inquinate ed invio delle stesse all'impianto di trattamento.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Gestione ottimale dei rifiuti e prevenzione della contaminazione dei suoli	<u>Applicate</u> Sebbene non siano formalizzati specifici obbiettivi di tipo quantitativo, 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 un'opportuna procedura e istruzioni operative 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 specifica procedura e istruzioni operative formalizzate nel SGA in essere. Presso la raffineria sono operative cinque aree di deposito temporaneo per la messa a dimora dei rifiuti pericolosi/non pericolosi prima del loro invio a smaltimento/recupero esterno. Nel dettaglio: • A1: Area di accumulo per rottame di ferro, materiale elettrico e lana di roccia, non contaminato (area in prossimità dei serbatoi T-3123 e T-3222); • A2 : Area di accumulo per legno e assimilabili agli urbani vari non contaminati (area in prossimità dei serbatoi T-3222 e T-3213); • A3: Area di accumulo per fusti e bulk vuoti contaminati (area adiacente ai serbatoi T-3149 e T-3150) • A4: Area di accumulo fusti e cassoni scarrabili per fanghi palabili, materiali inquinati, oli lubrificanti esausti e rifiuti solidi speciali pericolosi. • A5: Area di accumulo per catalizzatori esausti (area sita in prossimità del Varco di Ingresso N°3); Il deposito GPL è dotato da tre Depositi Temporanei: • Area 01 Area di accumulo dei rifiuti; • Area 02 Area di accumulo per rottame di ferro; • Area03 Area di accumulo e raccolta delle acque di falda. Le aree adibite a depositi temporanei sono pavimentate ed impermeabilizzate, dotate di cordolo sull'intero perimetro e di pozzetti di raccolta delle acque, delimitate da recinzione.	Ottimizzazione del prelievo, cernita e raggruppamento dei rifiuti.
--	---	---

	<u>Applicata</u> I serbatoi di greggio e di prodotti pesanti operativi presso la raffineria di Taranto hanno una capacità tale da richiedere una movimentazione frequente e comportando pertanto una limitata produzione di fondami. Anche al fine di ridurre la generazione di fondami, tutti i serbatoi di greggio e alcuni serbatoi dedicati allo stoccaggio di prodotti pesanti, tipicamente soggetti a significativi fenomeni di generazione di fondami, sono dotati di mixer di fondo per la continua miscelazione del prodotto. La strategia utilizzata dalla raffineria è comunque finalizzata a ridurre la quantità di fondami da rimuovere in fase di bonifica mediante la tecnica della fluidificazione preventiva (tipo <i>Crude Oil Washing</i> - COW), che viene avviata come fase preliminare della bonifica.	Procedure e tecniche per ridurre, durante il normale esercizio, la generazione di fondami di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.
	<u>Applicata</u> Le attività di bonifica per serbatoi di grezzo prevedono l'utilizzo di tecniche tipo COW: fluidificazione dei fondami mediante iniezione/ricircolo con prodotto compatibile (greggio/olio) e massimizzazione del recupero del prodotto fluidificato. Relativamente agli altri prodotti pesanti (ad esempio bitumi e oli combustibili), a valle dello svuotamento del serbatoio, si procede aspirando il fondame tramite pompe ed inviandolo a rilavorazione. In generale, le attività di bonifica di impianti ed attrezzature sono regolamentata da specifica procedura del SGA e da istruzioni operative di linea.	Procedure per ridurre la produzione di rifiuti durante le operazioni di manutenzione o fuori esercizio dei serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti.
	<u>Applicata</u> I fanghi estratti dal trattamento reflui (impianto TAE) vengono ispessiti e centrifugati. Le acque di drenaggio recuperate a valle della centrifugazione vengono rilanciate in testa ad un separatore tipo PPI presso la linea TAE A. Si veda anche la sezione Impianto di trattamento delle acque reflue. In accordo alle MTD la Raffineria prevede in alternativa di inviare tali schiume anche in carica agli impianti di processo in funzione della qualità delle stesse Per le attività di bonifica serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti si veda il punto precedente.	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).

	<u>Applicata</u> Per i prodotti volatili o pericolosi vengono generalmente utilizzati campionatori a circuito chiuso per evitare da un lato dispersioni del prodotto, dall'altro problemi legati alla sicurezza degli operatori. Comunque presso le aree di campionamento sono presenti pozzetti di raccolta che possono inviare gli eventuali spandimenti a slop (recupero) o direttamente in fognatura oleosa (a trattamento).	Sistemi di campionamento prodotti del tipo a circuito chiuso per evitare dispersioni del prodotto da campionare
	<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 e istruzioni operative di linea. Tali attività, oltre a garantire l'esecuzione delle operazioni in sicurezza, sono volte a massimizzare il recupero di prodotto idrocarburico (da rilavorare) e a ridurre l'invio in fognatura oleosa. Le operazioni di svuotamento impianti/apparecchiature avvengono in generale drenando tutti i liquidi in ciclo chiuso e recuperandoli in appositi serbatoi di slop. Eventuali fuoriuscite di liquidi con invio a fognatura oleosa risultano così estremamente contenute. Per le attività di bonifica di serbatoi di grezzo e di prodotti pesanti si veda quanto descritto in precedenza.	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
	<u>Applicata</u> L'impianto trattamento reflui TAE è sottoposto a regolari controlli analitici, sulla carica, sugli stream intermedi rilevanti, sugli scarichi finali, secondo quanto previsto dal vigente sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) che risulta descritto nel dettaglio nella scheda E. In particolare, l'analisi degli idrocarburi totali viene effettuata a cadenza giornaliera all'uscita dei biofiltri della linea TAE A. Tale controllo analitico di laboratorio è associato al monitoraggio in continuo di alcuni parametri di processo mediante strumentazione installata in varie sezioni dell'impianto. Le eventuali anomalie presso il TAE sono gestite mediante apposita procedura e istruzioni operative.	Procedure e tecniche per identificare e controllare la causa di eventuale presenza anomala di olio nei sistemi di trattamento delle acque reflue.

	<u>Applicata</u> La strategia complessiva della raffineria privilegia una filosofia preventiva finalizzata a ridurre eventuali perdite da tubazioni, serbatoi e fognature. Sono inoltre applicate le seguenti pratiche gestionali/procedure: • <u>Rete fognaria</u>: le reti fognarie di raffineria sono sottoposte ad attività di ispezione e controllo, eseguita secondo un piano di controllo decennale, che prevede l'esecuzione di una prova di tenuta idraulica dei manufatti. • <u>Linee di processo</u>: generalmente fuori terra, su rack o in trincea, sono soggette ad ispezioni e manutenzioni regolari da parte del personale di raffineria durante la normale gestione operativa e durante la manutenzione periodica degli impianti; le linee di trasferimento sono soggette a condizioni operative definite e controllate in continuo con sistemi automatizzati (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico. I sottopassi ferroviari interrati sono incamiciati e dotati di un apposito sistema di protezione catodica attiva. In corrispondenza dell'attraversamento ferroviario, le linee sono poste all'interno di tubi-guaina in cemento che terminano all'interno delle "valve box" di raffineria presso le quali è effettuata la verifica visiva di eventuali perdite su turno continuo; • <u>Oleodotto sottomarino</u>: l'oleodotto sottomarino (sea line) è sottoposto ad un programma di ispezione/manutenzione periodico (ispezioni con pig). • <u>Serbatoi</u>: misurazioni in continuo dei livelli con segnale rilanciato in sala controllo; progressiva installazione di doppi fondi sui serbatoi contenenti MTBE, benzina, gasolio, kerosene, greggio e slop (84 serbatoio in totale) Si veda la sezione di Stoccaggio e movimentazione prodotti.	Procedure per individuare tempestivamente eventuali perdite delle tubazioni, serbatoi e fognature.
--	--	---

	<u>Applicata</u> La resa dei 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. I catalizzatori vengono gestiti secondo le indicazioni fornite dal fornitore e, se possibile rigenerati, per un futuro utilizzo, prevalentemente presso fornitori off-site ad eccezione del catalizzatore dell'unità PLAT (si vedano le relative sezioni: Reforming Catalitico PLAT). Il catalizzatore dei reattori dell'unità RHU non sono sottoposti a rigenerazione per via del tipo di servizio svolto (trattamento di correnti pesanti) e vengono inviati direttamente a recupero metalli/smaltimento. Tuttavia, al fine di allungare il ciclo del catalizzatore dell'unità e diminuire così la produzione di rifiuti, è stata inserita una sezione di trattamento della carica all'unità RHU mediante uno specifico reattore di guardia. I catalizzatori sono gestiti in base alle specifiche dei fornitori in accordo con le procedure del SGA di raffineria.	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.
	<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 è infatti tale da evitare lotti di produzioni fuori norma, a meno di situazioni transitorie o upset.	Ottimizzazione dei processi di lavorazione negli impianti per ridurre la produzione di prodotti fuori norma e rifiuti da riciclare.
	<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 per monitorarne continuamente lo stato e garantire il ricambio solo quando necessario. Gli oli esausti sono inviati a recupero presso consorzi Oli Usati.	Ottimizzazione e controllo dell'uso degli oli lubrificanti nelle macchine per ridurre la necessità e frequenza del ricambio con produzione di rifiuti.

	<u>Applicata</u> In funzione delle specifiche caratteristiche (dimensionali e tecniche) le attrezzature/impianti possono venire manutenzionati/pulite in un'area dedicata (denominata Parco Lavaggio Scambiatori) o presso gli impianti stessi. In entrambi i casi le operazioni avvengono su superfici pavimentate, cordolate e drenate in fognatura. Al fine comunque di minimizzare eventuali impatti derivanti dalle operazioni di pulizia e lavaggio, le attività di manutenzione e pulizia impianti/attrezzature sono formalizzate in apposita procedura del SGA e istruzioni operative ed esplicitati nei Manuali Operativi disponibili presso i singoli impianti.	Esecuzione delle operazioni di pulizia, lavaggio ed assemblaggio attrezzature solo in aree costruite e dedicate allo scopo.
	<u>Applicata</u> Le unità Merox GPL e Merox C5/C6 prevedono la rigenerazione della soluzione sodica utilizzata nei reattori Merox mediante processo di ossidazione e formazione di disolfuri. La soda spenta della sezione di prelavaggio dei Merox scaricata periodicamente viene anch'essa sottoposta a trattamento di ossidazione presso unità dedicata (unità 2800 - trattamento sode esauste) che tratta ulteriori soluzioni caustiche utilizzate nello stabilimento. Le sode esauste non più rigenerabili vengono utilizzate come reagenti all'unità di trattamento effluenti (TAE), nella sezione di desolforazione.	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.
	<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. La sezione di filtrazione facente parte dell'impianto trattamento reflui TAE (otto filtri a sabbia) è sottoposta a rigenerazione periodica mediante il controlavaggio con acqua ed aria in sequenza automatica. Non sono presenti filtri ad argilla.	Trattamento di filtri ad argilla e sabbia e di catalizzatori con vapore rigenerazione prima dello smaltimento.

	<u>Applicata</u> • Tutte le aree presso la raffineria sono generalmente sottoposte a regolare pulizia da parte degli operatori durante la normale gestione operativa; • In generale, le aree maggiormente soggette a perdite accidentali di idrocarburi sono tutte pavimentate; • Pozzetti fognature: la pulizia pozzetti e aste fognarie viene fatta mediante autospurgo su chiamata e/o durante la manutenzione impianti; • Scambiatori di calore: 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.	Definizione ed utilizzo di procedure per ridurre l'ingresso di particelle solide nella rete fognaria: • 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.
	Si veda la sezione Impianto di trattamento delle acque reflue.	Segregazione, ove possibile, delle acque effluenti di processo dalle acque piovane.

	<u>Applicata</u> 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 Generale di Emergenza Interno (PGEI). All'interno del PGEI 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 PGEI è integrato nel SGA attraverso procedure e istruzioni. In aggiunta a quanto sopra, per ridurre la probabilità di accadimento di sversamenti, la raffineria ha messo in atto i seguenti interventi: • tutti i serbatoi atmosferici sono dotati di telelivelli con allarme di alto livello; i serbatoi a tetto galleggiante sono dotati di ulteriori allarmi meccanici indipendenti che controllano le escursioni del tetto (dislocatore) • le linee di trasferimento prodotti sono soggette a condizioni operative definite e controllate in continuo con sistemi automatizzati (DCS e PLC), dotati di segnalazioni di allarme, protezione e/o blocco in automatico; • le aree di carico/scarico prodotti sono pavimentate e drenate; • relativamente alle pratiche ispettive e all'istallazione di doppi fondi per i serbatoi si veda la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti.	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: • 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.).
--	---	--

	Infine, la raffineria ha messo in atto diversi interventi di investigazione del suolo e sottosuolo e di messa in sicurezza. Nel corso del 2000, ha avviato l'iter procedurale previsto dal Decreto Ministeriale 471/99 (si veda la specifica Relazione Attività DM 471/99 – allegato A.24). Attualmente il sistema di controllo e gestione del sottosuolo e della falda prevede: • una rete piezometrica per il controllo delle acque di falda afferenti alla raffineria mediante rilievi periodici di tipo freaticometrico ed idrochimico; • monitoraggio periodico della falda profonda mediante analisi idrochimiche su quattro pozzi profondi utilizzati per emungimento acque ad uso industriale; • prelievo acque di falda da nove sbarramenti idraulici interni al sito per il contenimento dei fenomeni di migrazione delle acque contaminate della falda superficiale verso l'esterno del sito; • organizzazione e gestione dei dati relativi al sottosuolo gestita tramite sistema georeferenziato (GIS); • Progetto Definitivo di Bonifica dei suoli che è stato inviato agli Enti competenti ed attualmente è in fase di esame (CdS).	
	<u>Applicata</u> Il piping di processo è generalmente fuori terra, su rack o in trincea (ad esclusione di alcuni sottopassi stradali e ferroviari dove le tubazioni sono incamiciate). Le linee fognarie sono interrato. Il tratto terminale della sea line è interrato per circa 200 metri a partire dal litorale fino all'interno del muro di cinta della raffineria. Gli oleodotti terrestri (Oleodotto Monte Alpi, Oleodotto "ILVA") risultano ubicati in trincea all'interno della raffineria.	Minimizzazione delle tubazioni interrate per le nuove costruzioni: ciò potrebbe risultare raramente applicabile agli impianti esistenti.
	<u>Applicata</u> Attualmente sono presenti in raffineria dieci serbatoi interrati situati nell'area caricamento rete (area Ex-Deint) tutti dotati di camicia doppia con controllo in continuo delle perdite, mediante monitoraggio del livello del liquido di riempimento intercapedine; i segnali rilevati dai sensori sono visibili su quadro sinottico in sala controllo.	Installazione di doppia parete per serbatoi interrati.

	<u>Applicata</u> • <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 norme internazionali (Istruzione Operativa LI-IMSAT-14). E' in atto un programma di installazione progressiva di doppi fondi in conformità a opportuna specifica tecnica emessa a livello di Sede (Istruzione Operativa TERA-NT/S 01/03) sui serbatoi contenenti MTBE, benzina, gasolio, kerosene, greggio e slop (per un totale di 84 serbatoi). Si veda la relativa sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti. • <u>Linee di processo</u>: il piping di processo è essenzialmente fuori terra. Le modalità ispettive sono basate su norme internazionali e regolamentate da procedure di Sede. Si vedano anche i punti precedenti; • <u>Oleodotto sottomarino</u>: l'oleodotto sottomarino (sea line) è sottoposto ad un programma di ispezione/manutenzione periodico (controlli spessimetrici con tecnica ad ultrasuoni con sistema robotizzato) secondo specifica procedura; • <u>Oleodotti terrestri</u>: Oleodotto "Monte Alpi" e Oleodotto "ILVA", che per il tratto di competenza Eni è fuori terra. Entrambi gli oleodotti sono sottoposti a regolare manutenzione a cura di PRAOIL e Raffineria, nei tratti di competenza; • <u>Rete fognaria</u>: le reti fognarie di raffineria sono sottoposte ad attività di ispezione e controllo, eseguita secondo un piano di controllo decennale, che prevede l'esecuzione di una prova di tenuta idraulica dei manufatti. A seguito delle ispezioni sono stabiliti gli opportuni interventi di manutenzione, per ripristinare le originarie condizioni di affidabilità e definiti i piani di manutenzione preventiva e/o correttiva. 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 oggetto della 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.	Procedure per l'ispezione meccanica, il monitoraggio delle corrosioni, la riparazione e sostituzione di linee deteriorate e di fondi di serbatoi. Installazione di protezioni catodiche.
--	---	--

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> La raffineria prevede di iniziare a breve l'implementazione di un programma per il monitoraggio ed il controllo delle emissioni di VOC dall'area impianti e stoccaggi che prevede inoltre un monitoraggio finalizzato alla rilevazione delle perdite con strumentazione rispondente ai requisiti del Metodo US EPA 21.	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: • serbatoi a tetto galleggiante per benzine finite e greggi dotati di doppie tenute (100% del totale); • serbatoi a tetto galleggiante per semilavorati volatili dotati di doppie tenute (95% del totale); • pompe critiche dotate di doppie tenute (77% del totale); • compressori fluidi critici dotati di doppie tenute (85% del totale); Si veda anche la sezione Stoccaggio e movimentazione prodotti.	Modifica o sostituzione di componenti impiantistici da cui si originano le perdite
	<u>Applicata</u> La raffineria prevede di iniziare a breve l'implementazione di un programma per il rilevamento ed il controllo delle emissioni di VOC da componenti di impianto ispirato ai programmi <i>Leak Detection And Repair</i> . Inoltre Eni R&M ha recentemente completato uno studio specifico presso un'altra raffineria del circuito per ottenere i criteri in base ai quali formulare un programma di monitoraggio e controllo delle emissioni fuggitive di VOC. Sulla base dei risultati degli studi condotti, Eni R&M	Implementazione di un adeguato programma di rilevamento e riparazione delle perdite.

	svilupperà un adeguato programma di attività ispirato ai principi di rilevamento e controllo delle perdite e finalizzato alla sua implementazione nella realtà della raffineria.	
	<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:- • recupero vapori da pensiline di carico autobotti (ATB) per benzine in "area caricamento rete" (in area "extra-rete" non vengono caricate benzine). Il sistema è a doppio stadio (lavaggio criogenico ed adsorbimento su carboni attivi con invio a blending benzine del prodotto recuperato) e garantisce ampiamente il rispetto delle disposizioni legislative vigenti (Decreto Ministeriale 107/00); • recupero vapori da parco serbatoi bitumi e relative pensiline di carico ATB (in area "extra-rete"). Sono presenti due sistemi di trattamento costituiti da una candela Monsanto a coalescenza seguita da uno stadio di adsorbimento su carboni attivi; • recupero vapori da serbatoi di olio combustibile (4 serbatoi) e da rispettive pensiline di carico (in area "extra-rete"). Sono presenti due sistemi di trattamento costituiti da una candela Monsanto a coalescenza seguita da uno stadio di adsorbimento su carboni attivi; • la raffineria prevede l'implementazione di sistemi di recupero vapori per il caricamento via nave durante la costruzione delle unità del Progetto TA Plus.	Applicazione di tecniche per il recupero dei vapori durante le operazioni di carico/ scarico di prodotti leggeri.
	<u>Non Applicabile</u> Alternativamente alle tecniche elencate, i sistemi utilizzati presso la raffineria prevedono l'utilizzo di impianti a carboni attivi di paragonabile efficienza e che evitano la presenza di ossidatori termici in area Movimentazione, riducendo quindi il rischio complessivo dell'area. Non sono installati sistemi di distruzione termica o catalitica per il caricamento via nave.	Valutare la fattibilità della distruzione dei vapori tramite ossidazione termica o catalitica.
	<u>Applicata</u> Le operazioni di carico autobotti di prodotti leggeri (categoria A) destinati alla rete prevedono il bilanciamento dei vapori con i serbatoi di stoccaggio.	Bilanciamento dei vapori durante le operazioni di carico dei prodotti volatili.

	Il caricamento via nave dei prodotti leggeri avviene da serbatoi a tetto galleggiante, che, per le caratteristiche costruttive, non ha la possibilità di acquisire vapori.	
	<u>Applicata</u> Il riempimento dei serbatoi idrocarburici avviene generalmente dal basso o comunque sotto gradiente. Il caricamento prodotti in area "rete" può avvenire sia dall'alto che dal basso. Presso l'area "extra-rete" è presente una pensilina per il carico dal basso.	Caricamento di idrocarburi dal fondo dei serbatoi e autobotti.

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Desalting	<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 soda nel grezzo dissalato necessaria soddisfare le esigenze dell'impianto di conversione catalitica del residuo della distillazione atmosferica.	Utilizzo di desalter multistadio.
	<u>Applicata</u> L'acqua di reintegro ai desalter è costituita da acqua trattata alle unità di strippaggio acque acide (unità SWS). Solamente in determinate condizioni è possibile l'immissione di acqua di make-up derivata dalla rete di acqua industriale della raffineria.	Riutilizzo, nel desalter, di acqua reflua proveniente da altre unità di raffineria al posto di fresh water.
	<u>Applicata</u> L'acqua scaricata dal 2° stadio di desalting viene riutilizzata completamente nel 1° stadio dell'unità con un'eventuale integrazione di acqua trattata proveniente dalle unità SWS.	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 aiutare la separazione dei sali dal greggio.	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 dall'unità vengono comunque inviate mediante il sistema fognario acque di processo, all'unità di trattamento acque reflue, ove avviene un idoneo trattamento delle acque scaricate. L'impianto di trattamento reflui è infatti stato progettato specificatamente per garantire un idoneo trattamento di tale refluo. 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 strumentazione di tipo capacitivo (previsto dalle LG sulle MTD).	Adozione di adeguata strumentazione per il controllo del livello di interfaccia tra olio e acqua.

	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto lo svuotamento dei fanghi durante la marcia normale, non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. Lo svuotamento di eventuali fanghi viene normalmente fatto durante la fermata per manutenzione.	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.
	<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. La differenza di pressione della mixing valve è controllabile e pertanto variando la pressione mediante la valvola viene controllato il livello di emulsione della miscela acqua/olio.	Utilizzo di dispositivi che minimizzano la rottura delle emulsioni oleose durante la fase di miscelazione.
	<u>Applicata</u> L'acqua di desalting immessa a monte della mixing valve ha una pressione pari alla pressione del greggio, al fine di controllare il livello di turbolenza.	Introduzione di acqua a bassa pressione per impedire condizioni di turbolenza.
	<u>Non Applicabile</u> Non è previsto un sistema di rimozione dei fanghi durante la marcia normale dell'unità non essendo l'azione necessaria in relazione alle tipologie di greggi lavorati. La rimozione di eventuali fanghi avviene solamente durante la fermata per manutenzione.	Utilizzo di sistemi di rimozione fanghi a rastrellamento, al posto di sistemi a getto d'acqua.
	<u>Non Applicabile</u> Si ritiene che l'utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore non rappresenti una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Taranto. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Utilizzo di idrociclone desalificatore ed idrociclone deoleatore.

	<u>Non Applicabile</u> Non si ritiene necessario il pretrattamento delle acque scaricate dai desalter, vista la recente installazione di una specifica sezione di desolforazione nell'impianto di trattamento acque reflue. Pertanto si ritiene che tale tecnica non rappresenti una MTD per la configurazione specifica della raffineria di Taranto Le acque scaricate dall'unità di Desalting vengono inviate mediante il sistema fognario acque di processo alla sezione di desolforazione, ove avviene un idoneo trattamento delle acque scaricate ed in particolare l'abbattimento dei solfuri. Si veda nel dettaglio la nota tecnica allegata al presente documento (allegato D.3.1C).	Pretrattamento (strippaggio di idrocarburi, composti acidi ed ammoniacali) della brina proveniente dal desalter prima di inviarla all'impianto di depurazione.
--	---	---

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Distillazione atmosferica - unità CDU	<u>Applicata</u> Il forno dell'unità risulta dotato di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita del forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno. La gestione dei combustibili prevede l'utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale, essenzialmente combustibili gassosi sottoposti a trattamento di rimozione dei composti solforati. 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> Le unità di distillazione atmosferica e distillazione sotto vuoto (Topping e Vacuum) sono integrate termicamente tra di loro. L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: i pumparound della colonna di distillazione atmosferica vengono sfruttati termicamente per il preriscaldamento del grezzo di carica. L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di integrazione energetica. Recentemente l'unità era stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che avevano evidenziato margini di miglioramento. Con il revamping dell'unità svolto nel 2003 erano stati implementati specifici interventi volti a ridurre i consumi energetici che derivavano dall'analisi condotta precedentemente condotta. In relazione al previsto revamping dell'unità per aumento di capacità sono inoltre stati individuati ulteriori interventi di modifica del treno di preriscaldamento carica con riduzione dei consumi energetici specifici dell'unità.	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.	Stripping 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 – unità Vacuum	<u>Non Applicabile</u> L'unità non è dotata di forno ma riceve la carica alla temperatura prevista direttamente dall'unità di distillazione atmosferica.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Le unità di distillazione atmosferica e distillazione sotto vuoto (Topping e Vacuum) sono integrate termicamente tra di loro. L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici: il pumparound della colonna di distillazione sottovuoto viene sfruttato termicamente per il preriscaldamento del grezzo di carica e per la produzione di acqua temperata. L'unità è dotata di sistema multivariabile di controllo (DMC) che inoltre gestisce gli aspetti di integrazione energetica. Recentemente l'unità era stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che avevano evidenziato margini di miglioramento. Con il revamping dell'unità svolto nel 2003 erano stati implementati specifici interventi volti a ridurre i consumi energetici derivanti dall'analisi condotta.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> I gas incondensati ottenuti dal separatore di raccolta a servizio del sistema di vuoto della colonna dell'impianto TSTC. I gas incondensati ottenuti dal separatore di raccolta a servizio del sistema di vuoto della colonna dell'unità CDU sono inviati al collettore di blowdown e quindi a combustione direttamente alla torcia. Al riguardo va osservato che, data la ridotta entità del flusso di gas incondensati e, conseguentemente, la ridotta entità di emissione di ossidi di zolfo connessa, il beneficio ambientale ottenibile mediante il trattamento di questa corrente risulterebbe trascurabile. Un'analisi di dettaglio è descritta nello studio condotto e riportato in allegato (Allegato D.3.1A).	Tecniche per la riduzione delle emissioni di SO _x dai gas (bruciati nel forno) provenienti dall'eiettore dell'impianto di distillazione sottovuoto (VPS).

	<u>Non Applicabile</u> La colonna di distillazione dell'unità Vacuum opera ad una pressione assoluta di circa 30 mmHg in testa colonna, che permette di operare la colonna in funzione della capacità produttiva richiesta. Si ritiene che per le esigenze produttive della Raffineria non sia necessario raggiungere il valore di 25 mmHg, indicato dalla LG sulle MTD per le raffinerie. Infatti un aumento del grado di vuoto comporterebbe una diminuzione della capacità produttiva della colonna, incompatibile con le esigenze di processo correnti della raffineria.	Riduzione del grado di vuoto, ove compatibile con le necessità produttive del processo.
	<u>Non Applicabile</u> Il sistema di vuoto nella colonna è ottenuto mediante un sistema ad eiettori a vapore e condensatori a superficie. Il sistema a vuoto è costituito da due treni paralleli di eiettori/condensatori a superficie a tre stadi. Lo scarico del condensato ottenuto nel separatore è quindi inviato alle unità di SWS. 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).	Utilizzo di pompe da vuoto con condensatori a superficie in alternativa o in combinazione con eiettori a vapore.
	<u>Applicata</u> L'utilizzo dei reflui acquosi della sezione di riflusso di testa, previo trattamento alle unità SWS è previsto all'unità di Desalting.	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
Cracking termico e Visbreaking – unità TSTC	<u>Applicata</u> I forni dell'unità di Visbreaking e Thermal Cracking sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.	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. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che ha evidenziato margini significativi di miglioramento. Al fine di ridurre i consumi energetici è stato pertanto predisposto uno specifico intervento che è stato recentemente realizzato: • Sostituzione della sezione convettiva del forni F-1401 A/B con aumento dell'efficienza energetica a seguito dell'aumento della superficie di scambio;	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> Le correnti idrocarburiche leggere separati nelle varie sezioni dell'unità (frazionamento atmosferico e sottovuoto) vengono inviati ad una specifica unità di Concentrazione Gas (unità GasCon) per il frazionamento in gas incondensabili, GPL, benzine leggere e benzine pesanti. I gas incondensabili vengono successivamente inviati all'unità di lavaggio amminico (unità Ucarsol 1) per un trattamento di lavaggio amminico prima dell'immissione in rete Fuel Gas (FG). Inoltre anche i gas incondensati dal separatore del sistema di vuoto a servizio della colonna di frazionamento (colonna C-1404) sono inviati come correnti idrocarburiche all'unità di Concentrazione Gas (unità GasCon), quindi al lavaggio amminico (unità Ucarsol 1) ed infine immessi in rete Fuel Gas. L'ammina prodotta all'unità Ucarsol 1 ricca in H₂S per via del trattamento di lavaggio amminico viene rigenerata liberando H₂S che viene inviata alle unità di recupero zolfo (unità Claus).	Invio dei gas prodotti al trattamento/ recupero zolfo.

	<u>Applicata</u> Il contenuto di sodio nella carica all'unità Visbreaker viene controllato sia a monte direttamente sulla carica all'unità di distillazione mediante i dissalatori che mediante blending o alimentazione da stoccaggi sulla carica all'unità stessa. Al fine di minimizzare la formazione di coke è previsto un ciclo di passivazione del serpentino del forno di reazione dell'unità in alternativa all'utilizzo di specifici prodotti anti coking. Il tasso di formazione di coke viene controllato mediante sistemi di monitoraggio della temperatura di skin dei serpentini.	Controllo del contenuto di sodio nell'alimentazione anche mediante l'aggiunta di additivi che minimizzano la formazione di coke.
--	--	---

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Reforming catalitico – unità PLAT	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita dei forni. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione dei forni.	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. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che ha evidenziato margini significativi di miglioramento. Al fine di ridurre i consumi energetici è stato pertanto predisposto uno specifico intervento che è stato recentemente realizzato:: • miglioramento dell'efficienza di scambio termico tra carica ed effluente reattore mediante inserimento di uno scambiatore di nuova tecnologia (PackInox) ad elevata efficienza;	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> L'unità è di tipo SemiRigenerativo (SR) e pertanto la rigenerazione del catalizzatore avviene generalmente ogni 12 mesi con una durata di circa 5 giorni. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua (CCR). In tale evento è prevista una combustione controllata del coke depositato sul catalizzatore che avviene in atmosfera di azoto ed i gas di combustione vengono controllati mediante guardia sodica e quindi scaricati in atmosfera. Le acque di spurgo scaricate dall'unità sono successivamente sottoposte a neutralizzazione presso l'unità stessa e quindi inviate per il trattamento all'impianto di trattamento acque a servizio della raffineria mediante il sistema fognario acque di processo.	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.

	<u>Applicata</u> Come descritto, le acque di spurgo scaricate dalla guardia sodica sono successivamente sottoposte a neutralizzazione presso l'unità stessa e quindi inviate per il trattamento all'impianto di trattamento acque a servizio della raffineria mediante il sistema fognario acque di processo.	Invio dell'acqua reflua al sistema di trattamento acque reflue.
	<u>Applicata</u> L'attività del catalizzatore viene controllata mediante immissione di dicloropropano. 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 HCl sul gas di rigenerazione con frequenza di 2 ore e il dosaggio di dicloropropano viene determinato in base alle curve operative del Licenziatario.	Ottimizzazione dei consumi di promotori clorati durante la fase di rigenerazione.
	<u>Non Applicabile</u> Non vengono svolte analisi sui gas di combustione prodotti durante la fase di rigenerazione. Va tuttavia considerato che il Reformer SemiRigenerativo prevede rigenerazione del catalizzatore generalmente ogni 12 mesi con una durata di circa 5 giorni, durante i quali si origina l'emissione. Come osservato nella LG sulle MTD la rilevanza della problematica è inferiore a quella tipica per impianti di Reforming a rigenerazione continua (CCR).	Quantificazione delle emissioni provenienti dalla rigenerazione.
	<u>Non Applicabile</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).	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 2, Claus 3, Claus 4 e SCOT	<u>Applicata</u> Le unità di recupero zolfo della raffineria sono costituite da unità Claus (SRU) ed è previsto un trattamento dei gas di coda con unità SCOT. L'efficienza nominale del recupero zolfo del sistema complessivo (SRUs + SCOT) è pari al 99,0%. Con cadenza annuale viene condotto un monitoraggio specifico, da parte di una ditta specializzata, della qualità dei fumi al camino e della carica alle unità per valutare l'efficienza di recupero delle unità.	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.
	<u>Applicata</u> Il fattore di utilizzazione delle unità Claus è calcolato come rapporto tra il periodo di effettivo servizio dell'unità e il periodo di servizio previsto, al netto delle fermate per manutenzione programmata o per fermata programmata (ad es. mancanza di carica). Il fattore di utilizzazione delle unità relativo al 2005 è risultato del 91,4% per Claus 2, del 99,2% per Claus3 e del 100% per Claus 4.	Massimizzare il fattore di utilizzo dell'impianto al 95-96% incluso il periodo di fermata per manutenzione programmata.
	<u>Applicata</u> I gas acidi prodotti dalle unità SWS 2 e SWS 3 vengono inviati per il trattamento alle unità Claus 3 e Claus 4 che prevedono funzionamento ad aria arricchita, pertanto in grado di trattare i gas ammoniacali. E' inoltre previsto entro il 30 ottobre 2007 il revamping anche dell'unità Claus 2 per funzionamento ad aria arricchita permettendo pertanto anche il trattamento dei gas ammoniacali.	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.
	<u>Applicata</u> La temperatura del reattore termico di ossidazione delle unità Claus 2, Claus 3, Claus 4 viene mantenuta a valori superiori a 1400 °C grazie al funzionamento ad aria arricchita. La temperatura in camera viene appositamente monitorata mediante termocoppie.	Controllare la temperatura del reattore termico di ossidazione dei gas acidi in ingresso, per distruggere correttamente l'ammoniaca.

	<u>Applicata</u> I gas di coda di tutte le unità Claus, prima dell'invio allo SCOT, sono monitorati in continuo rispetto al contenuto di SO ₂ e H ₂ S, mediante idonea strumentazione, ai fini della regolazione dei parametri di processo.	Mantenere un rapporto ottimale H ₂ S/SO ₂ mediante un sistema di monitoraggio di processo.
	<u>Applicata</u> I gas di coda trattati dall'unità SCOT sono inviati ad un inceneritore catalitico che ossida le eventuali tracce di H ₂ S presenti nei gas di coda. Il corretto funzionamento dell'inceneritore catalitico viene monitorato controllando la temperatura dei fumi in uscita. Risulta inoltre presente un inceneritore termico che riceve la portata di gas di coda delle unità Claus eventualmente non trattata dallo SCOT. Il corretto funzionamento dell'inceneritore termico viene monitorato controllando la temperatura dei fumi in uscita.	Assicurare la distruzione termica, con un'efficienza minima del 98%, delle tracce di H ₂ S non convertito

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD
Isomerizzazione – unità TIP	<u>Applicata</u> I forni dell'unità sono dotati di un sistema di monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita del forno e pertanto il controllo dell'aria comburente avviene mediante regolazioni manuali.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che evidenziato margini significativi di miglioramento. Pertanto è stato sviluppato uno specifico intervento: sostituzione della pompa P-2402 A/B per aumentare la sua prevalenza ed eliminare il bypass dello scambiatore E-2402 e pertanto ridurre il consumo energetico fornito dal sistema Hot Oil;	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Non Applicabile</u> L'unità prevede l'utilizzo di un catalizzatore che non necessita l'utilizzo di composti clorurati per mantenere l'attività del catalizzatore stesso.	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
Produzione di Idrogeno unità 2200	<u>Applicata</u> Il forno dell'unità di Steam Reforming è dotato di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita del forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e presenta un sistema di integrazione energetica tra le varie sezioni d'impianto sia per il preriscaldamento della carica che per la produzione/surriscaldamento del vapore utilizzato nella reazione. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che non ha tuttavia evidenziato margini significativi di miglioramento.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> La gestione dei PSA viene fatta in funzione delle reali necessità di H ₂ puro (>99%) rispetto al bilancio di H ₂ della raffineria. Infatti l'idrogeno prodotto dalle unità 2200 e 2500 viene utilizzato dalle unità di desolforazione e/o demetallizzazione che richiedono H ₂ ad elevata purezza.	Utilizzare la tecnica di purificazione dell'idrogeno pressare-swing asorption (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 a servizio degli impianti idrogeno 2200 e 2500 (PSA a 12 letti) viene alimentato al forno di reforming dell'unità di Steam Reforming stesso. Il purge gas del PSA a 6 letti, a servizio del PLAT viene invece immesso direttamente nella rete FG per la combustione ai vari impianti che utilizzano FG. Non si ritiene giustificato prevedere una linea di trasferimento del purge gas prodotto dall'unità PSA a 6 letti all'unità di Steam Reforming per il fatto che è comunque prevista la valorizzazione energetica del purge gas.	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
Produzione di Idrogeno unità 2500	<u>Applicata</u> Il forno dell'unità di Steam Reforming è dotato di un sistema di controllo dell'aria comburente mediante monitoraggio dell'eccesso d'aria e temperatura all'uscita del forno. Viene pertanto monitorata l'efficienza di combustione del forno.	Gestione ottimale della combustione (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> L'unità è progettata per massimizzare i recuperi energetici e presenta un sistema di integrazione energetica tra le varie sezioni d'impianto sia per il preriscaldamento della carica che per la produzione/surriscaldamento del vapore utilizzato nella reazione. Recentemente l'unità è stata oggetto di uno studio specifico per minimizzare i consumi energetici basato su process integration mediante tecniche di pinch analysis che non ha tuttavia evidenziato margini significativi di miglioramento.	Miglioramento dell'efficienza energetica (vedi sezione generale).
	<u>Applicata</u> La gestione dei PSA viene fatta in funzione delle reali necessità di H ₂ puro (>99%) rispetto al bilancio di H ₂ della raffineria. Infatti l'idrogeno prodotto dalle unità 2200 e 2500 viene utilizzato da unità di desolforazione e/o demetallizzazione che richiedono H ₂ ad elevata purezza.	Utilizzare la tecnica di purificazione dell'idrogeno pressare-swing asorption (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 a servizio degli impianti idrogeno 2200 e 2500 (PSA a 12 letti) viene alimentato al forno di reforming dell'unità di Steam Reforming stesso. Il purge gas del PSA a 6 letti, a servizio del PLAT viene invece immesso direttamente nella rete FG per la combustione ai vari impianti che utilizzano FG. Non si ritiene giustificato prevedere una linea di trasferimento del purge gas prodotto dall'unità PSA a 6 letti all'unità di Steam Reforming per il fatto che è comunque prevista la valorizzazione energetica del purge gas.	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 <i>Prevenzione e controllo delle emissioni fuggitive di VOC</i>		Vedi MTD nella sezione generale
	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> Il petrolio grezzo e i distillati leggeri (benzine finite e semilavorate, kerosene) sono contenuti in serbatoi a 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 presentano mantelli con verniciatura in tinta chiara. In particolare, in conformità a quanto previsto dal Decreto Ministeriale 107/00, per i serbatoi di benzine finite è stata utilizzata vernice termoriflettente.	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).
<i>Serbatoi a tetto fisso</i>	<u>Non applicabile</u> I distillati leggeri sono contenuti in serbatoi a tetto galleggiante esterno. In alternativa, sono comunque attualmente presenti anche sette serbatoi a tetto fisso polmonati con azoto per il contenimento di benzine/gasoli.	Installazione di un tetto interno galleggiante qualora si decida di utilizzarli per lo stoccaggio di prodotti volatili.
	<u>Applicata</u> Sono attualmente presenti sette serbatoi a tetto fisso polmonati con azoto per il contenimento di benzine/gasoli.	Polmonazione con gas inerte (in alternativa alla precedente).

<i>Serbatoi a tetto galleggiante esterno EFRT</i>	<u>Applicata</u> Tutti i serbatoi a tetto galleggiante contenenti benzine finite sono dotati di doppie tenute. Tutti i serbatoi di greggio, ad eccezione di uno attualmente in manutenzione (inserimento doppia tenuta prevista al termine delle attività nel 2006), sono dotati di doppie tenute. Infine circa il 95% dei serbatoi a tetto galleggiante contenenti semilavorati volatili sono dotati di doppie tenute. Si veda anche la sezione Gestione ottimale delle emissioni fuggitive.	Installazione di guarnizioni doppie/ secondarie sul tetto galleggiante.
	<u>Non Applicata</u> I serbatoi a tetto galleggiante non sono attualmente dotati di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento e/o sistemi di chiusura dei fori dei tubi sonda di misurazione di livello dei prodotti volatili. E' prevista l'installazione di manicotti di guarnizione attorno ai punti di campionamento di due serbatoi di benzine a tetto galleggiante.	Riduzione delle emissioni fuggitive di VOC mediante: • 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.
	<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).	Evitare l'appoggio del tetto galleggiante sul fondo del serbatoio, per evitare la formazione di vapori/ emissioni oltre che a problemi di sicurezza.
<i>Prevenzione e protezione della contaminazione del suolo e delle acque derivante da perdite nei serbatoi</i>		Vedi MTD nella sezione generale.

	<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 (Istruzione Operativa LI-IMSAT-1/02-14). La procedura definisce, sulla base di ispezioni svolte negli anni passati, un rate di corrosione dei fondi sulla base del quale è stata definita una frequenza di esecuzione delle ispezioni interne che comunque non può mai superare il limite massimo di 20 anni (così come previsto dalla norma API STD 653). In presenza di un numero di serbatoi in scadenza nello stesso anno superiore al numero di serbatoi che è tecnicamente possibile mettere fuori servizio si prevede di definire una lista di priorità sulla base dei risultati di test di <i>acoustic emission</i>.	Prevenzione delle perdite attraverso opportune procedure di ispezione dei serbatoi per verificarne l'integrità (vedi punto precedente).
	<u>Non Applicabile</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 oggetto della nota tecnica allegata al presente documento (Allegato D.3.1B). La strategia scelta da Eni R&M punta alternativamente sull'installazione di doppi fondi per i serbatoi di prodotti ad elevata mobilità nel sottosuolo.	Valutazione della possibilità di adozione di sistemi di protezione catodica.
	<u>Applicata</u> Su un totale di 84 serbatoi atmosferici contenenti prodotti idrocarburici ad elevata mobilità nel sottosuolo, ad oggi risultano dotati di doppi fondi 30 serbatoi. Il programma di interventi già definito prevede di installare non meno di 6 doppi fondi entro il 31 ottobre 2007, per un totale di 36 serbatoi. 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).	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
Torçe	<u>Applicata</u> I collettori di blowdown collegati alle torçe idrocarburiche 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, KO Drum collegati, pump-out a servizio delle apparecchiature, con un flusso continuo in torça. Viene esercito tuttavia un sistema di recupero gas installato su uno dei collettori di blowdown che permette di minimizzare il flusso di gas in torça e pertanto permette alla torça di funzionare solamente come dispositivo di sicurezza.	Utilizzo solo come dispositivo di sicurezza (avviamento, fermata ed emergenza impianti).
	<u>Applicata</u> La torça collegata al collettore 2 di Blowdown (Torça 2) prevede un'iniezione di vapore per ridurre la fumosità e quindi il pennacchio. La torça collegato al collettore 1 di Blowdown (Torça 1) non è attualmente dotata di sistema di iniezione di vapore ma è previsto un intervento di revamping complessivo della torça che prevederà un sistema di iniezione di vapore. Tale intervento verrà realizzato in occasione della prossima fermata di raffineria per manutenzione, attualmente prevista nel primo trimestre 2008.	Assicurare l'operatività della torça senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore.
	<u>Applicata</u> La raffineria gestisce le proprie torçe con l'obiettivo di minimizzare la quantità di gas da bruciare. Questo obiettivo viene ottenuto mediante: • bilanciamento della rete FG mediante controllo di consumi e produzioni: variazione del mix combustibili ai forni e variazione degli assetti lavorativi; • possibilità di bilanciare la rete FG con immissione di GPL, previa vaporizzazione; • utilizzo, per quanto possibile, di valvole di sicurezza ad elevata integrità; • esercizio di un sistema di recupero gas installato sul collettore di blow down della torça idrocarburica 2 mediante compressori speciali ad anello liquido (GARO) • applicazione di procedure e buone pratiche di controllo tali da evitare invio di gas alla torça.	Minimizzare la quantità di gas da bruciare attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche: • bilanciamento del sistema gas di raffineria (produzione-consumo) • utilizzo, nelle unità di processo di raffineria, di valvole di sicurezza ad alta integrità (senza trafilamenti di gas). • applicazione di procedure e buone pratiche di controllo delle unità di processo tali da evitare invio di gas alla torça. • installazione, quando economicamente compatibile di un sistema di recupero gas diretto in torça.

	<u>Applicata</u> È previsto uno studio di fattibilità per l'installazione di un sistema di misurazione della portata del gas sulle torce idrocarburiche. A seguito dello studio di fattibilità si prevede l'installazione di un misuratore di portata sulla torcia 1 in occasione della prossima fermata di Raffineria per manutenzione (attualmente prevista per il 2008). Inoltre si prevede l'installazione di un misuratore di portata sulla torcia 2 in occasione della fermata di Raffineria durante la quale verrà installato l'impianto HDC	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> Le unità di trattamento acque acide della raffineria sono denominate SWS 1, SWS 2 e SWS 3 e trattano le acque di processo acide: • SWS 1 riceve le acque acide provenienti dagli impianti di HDT, HDS 1 e CDU e, dopo separazione della parte idrocarburica, inviata a slop, destina le acque al trattamento presso SWS 2, essendo l'unità tenuta fuori servizio; • SWS 2 tratta le acque acide provenienti dagli impianti di TSTC, HDS 2, MDEA e RHU; • SWS 3 processa le acque acide provenienti dagli impianti di RHU e SCOT. Le acque scaricate sono utilizzate parzialmente come acque di desalting; la parte restante inviata all'unità di trattamento reflui. (si vedano i punti successivi).	Invio delle acque acide all'impianto SWS.
	<u>Applicata</u> L'acqua di reintegro al desalter è costituita da acqua trattata alle unità SWS. Solamente in determinate condizioni è possibile l'immissione di acqua di make-up derivata dalla rete di acqua industriale della raffineria. L'acqua scaricata dal 2° stadio di desalting viene riutilizzata completamente nel 1° stadio dell'unità con un'eventuale integrazione con acqua trattata proveniente dalle unità SWS.	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> Non è previsto trattamento di acque di zavorra.	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 del serbatoio di ossidazione solfuri presso l'impianto trattamento reflui (linea TAE A) è misurata in continuo: il segnale è rilanciato a DCS.	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 dei seguenti sistemi fognari separati: • fognatura oleosa: raccoglie acque di processo, drenaggi e spurghi vari da impianti, serbatoi e aree pensiline di carico/scarico; • fognatura accidentalmente oleosa: acque meteoriche da piazzali e aree di sosta, da aree impianti, da aree di carico/scarico, acque sanitarie, acque circolazione rigenerazione letti misti, acque di falda da sbarramenti idraulici; • fognatura bianca: acque derivanti da circuito raffreddamento scambiatori, salamoia da impianti osmosi, circuito di raffreddamento macchine. Tutte le acque collettate (incluse, quindi, le meteoriche da aree impianti/di transito) vengono inviate per trattamento all'impianto TAE prime del loro definitivo invio a scarico finale.	Invio dell'acqua piovana inquinata, proveniente da aree di impianti, all'impianto di trattamento.
	<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 dall'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.	L'utilizzo di sostanze tensioattive deve essere controllato e ridotto al minimo per evitare malfunzionamento dell'impianto di trattamento. Tecniche utilizzabili sono: • 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.
	<u>Applicata</u> Le diverse sezioni dell'impianto TAE sono dotate dei seguenti trattamenti primari di disoleazione: • linea TAE A: quattro separatori tipo PPI (<i>Parallel Plate Interceptor</i>); • linea TAE B: un separatore tipo PPI e a seguire una vasca di separazione tipo API; • linea TAE C: una vasca di separazione tipo API. Presso la linea TAE A, prima dello scarico finale a mare, è presente un ulteriore separatore tipo API (si veda sotto).	Trattamento primario (disoleazione API, PPI, CPI).

	<u>Applicata</u> Sono operativi tre flottatori tipo Wemco funzionanti in parallelo presso la linea TAE A. I flottatori sono posti a monte di una sezione di filtrazione a sabbia costituita da due batterie filtranti poste in parallelo e costituite ciascuna da quattro celle (sezione S-6048 A/D). Presso la stessa linea, in area trattamento fanghi, è presente un altro flottatore (tipo DAF) per l'ispessimento dei fanghi di supero prodotti all'interno del TAE A.	Trattamento secondario (flottazione).
	<u>Applicata</u> Presso la linea TAE A è operativo un sistema di biofiltrazione comprendente cinque biocelle disposte in parallelo. Il materiale di riempimento del letto filtrante è costituito da piccole sfere semi sintetiche, con prevalenza di silico-alluminati. Il flusso delle acque in trattamento è ascensionale e l'aria di processo, necessaria per fornire l'ossigeno al metabolismo dei microrganismi utilizzati, è somministrata dal basso in equicorrente con l'acqua. L'unità di biofiltrazione riceve le acque filtrate dai filtri a sabbia (si veda il punto precedente) ed inoltre può ricevere anche le acque chiarificate provenienti dal flottatore (tipo DAF) posto sulla linea di trattamento fanghi di depurazione facente parte dell'impianto. Le acque trattate nella sezione di biofiltrazione, prima dello scarico a mare, sono convogliate in testa ad un separatore tipo API insieme alle acque di raffreddamento degli scambiatori degli impianti (linea fognaria bianca).	Trattamento terziario o biologico.

	<u>Applicata</u> Presso il TAE, nelle diverse zone dell'impianto, sono presenti vasche e serbatoi che garantiscono accumulo ed equalizzazione delle acque reflue prima del loro invio alle diverse fasi di trattamento. In particolare, i volumi disponibili sono i seguenti: • linea TAE A: quattro serbatoi per un volume totale di 29.500 m³; • linea TAE B: una vasca da 1.400 m³; • linea TAE C: una vasca un serbatoi per un volume totale di 5.700 m³. Gli impianti di Cracking termico e Visbreaking (unità TSTC) e di Hydrocracking dei residui (unità RHU) sono dotati di linee fognarie dedicate, denominate <i>closed drain</i>: gli spurghi di processo vengono intercettati in tali linee e inviati a slop	Utilizzo di bacini/serbatoi di equalizzazione per lo stoccaggio delle acque reflue di raffineria, o di alcuni effluenti critici di processo, da trattare.
	<u>Applicata</u> Le vasche di disoleazione primaria tipo API e tipo PPI presso le diverse sezioni d'impianto non sono provviste di copertura. Ugualmente il flottatore (tipo DAF) posto sulla linea di trattamento fanghi di depurazione in area TAE A non è provvisto di copertura. Tuttavia la raffineria prevede di eseguire a breve uno specifico studio di fattibilità per l'individuazione di interventi finalizzati alla riduzione dell'impatto olfattivo, in particolare mediante la copertura delle vasche API.	Valutazione della fattibilità di installare coperture nei separatori olio/ acqua e nelle unità di flottazione per ridurre le emissioni di VOC.

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: • 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; • è in atto un trattamento biocida dell'acqua mare prelevata a scopo raffreddamento mediante biossido di cloro; • 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 tecniche 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> Ai fini di raffreddamento viene utilizzata acqua mare fluente che viene prelevata mediante le prese a mare della raffineria e distribuito mediante le stazioni di sollevamento gestite da EniPower. Il circuito acque di raffreddamento risulta comunque separato dal circuito fognario acque di processo e l'acqua mare viene scaricata a monte del separatore tipo API che inoltre riceve anche le acque reflue trattate nell'impianto di trattamento acque reflue che pertanto sono mantenute separate.	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 già implementato ove compatibile con le esigenze di processo.	Valutare la possibilità di utilizzare l'aria, in alternativa all'acqua, come fluido refrigerante.

	<u>Applicata</u> Presente esplosimetro c/o vasca API (dove convergono le acque di raffreddamento della Raffineria). Prevista implementazione piano di monitoraggio periodico acque di raffreddamento	Adottare un sistema di monitoraggio appropriato per prevenire le perdite di idrocarburi in acqua.
	<u>Applicata</u> La raffineria è dotata di un circuito di acqua calda (60 °C) riscaldata grazie al calore di alcune correnti da raffreddare e che viene impiegato per il riscaldamento di alcuni serbatoi di olio combustibile e di residuo. Non sono previsti ulteriori sistemi di utilizzo del calore a bassa temperatura (es. mediante distribuzione di acqua calda a palazzine) poiché il calore eventualmente disponibile risulta a basso tenore entalpico o di ridotta entità, qualora di interessante utilizzo.	Valutare l'opportunità, fattibilità e convenienza economica di riutilizzo del calore ad un livello basso.