

SCHEDA D - INDIVIDUAZIONE DELLA PROPOSTA IMPIANTISTICA ED EFFETTI AMBIENTALI

D.1	Informazioni di tipo climatologico	2
D.2	Scelta del metodo	3
D.3	Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente	7

D.1 Informazioni di tipo climatologico	
Sono stati utilizzati dati meteo climatici?	<input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no In caso di risposta affermativa completare il quadro D.1
Sono stati utilizzati modelli di dispersione?	<input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no In caso di risposta affermativa indicare il nome: CALPUFF, ISC3, ISC Long Term (*)
Temperature	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti: Servizio Meteo Regionale ARPA
Precipitazioni	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti Servizio Meteo Regionale ARPA
Venti prevalenti	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
Altri dati climatologici (pressione, umidità, ecc.)	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
Ripartizione percentuale delle direzioni del vento per classi di velocità	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
Ripartizione percentuale delle categorie di stabilità per classi di velocità	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
Altezza dello strato rimescolato nelle diverse situazioni di stabilità atmosferica e velocità del vento	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
Temperatura media annuale	Disponibilità dati <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no Fonte dei dati forniti : Servizio Meteo Regionale ARPA
(*) Si veda l'allegato D6	

D.2 Scelta del metodo

Indicare il metodo di individuazione della proposta impiantistica adottato:

- Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente → compilare la sezione D.3
- Metodo di individuazione della soluzione MTD applicabile → compilare tutte le sezioni seguenti

Riportare l'elenco delle LG nazionali applicabili

LG settoriali applicabili	LG orizzontali applicabili
LG per l'identificazione delle Migliori Tecniche Disponibili – Raffinerie di Petrolio e di Gas	

Di seguito, in Tabella D.3, si propone la valutazione del posizionamento dell'impianto in esame rispetto all'applicazione delle migliori tecniche disponibili.

Per l'individuazione delle BAT, si è tenuto conto innanzitutto dell'**allegato IV del D. Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59**, il decreto che rappresenta il recepimento a livello nazionale della direttiva comunitaria IPPC (direttiva 96/61/CE).

Conformemente a quanto stabilito dall'**art. 4, comma 4 del D.Lgs. 59/2005**, per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili si è fatto riferimento alle linee guida emanate, ai sensi dell'art. 3, comma 2, del previgente D. Lgs 4 agosto 1999, n. 372, con **Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 31 gennaio 2005**.

In particolare si è tenuto conto delle informazioni contenute nelle:

- Linee Guida generali (**Allegato I**);
- Linee Guida in materia di Sistemi di Monitoraggio (**Allegato II**).

Per quanto riguarda le linee guida specifiche per le attività industriali rientranti nelle categorie elencate nell'Allegato I del D.Lgs. 59/2005 (attività IPPC), nel DM 31 gennaio 2005 vengono riportate le linee guida volte all'individuazione ed utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per le attività descritte ai punti 1.3, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5 e 6.1 del suddetto allegato, tra le quali non rientra l'attività IPPC svolta da ALMA PETROLI.

Risulta comunque disponibile il documento Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili per Raffinerie di Petrolio e di Gas (Categoria IPPC 1.2).

Inoltre è stato considerato il seguente BREF "Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and gas Refineries – February 2003", licenziato dall'European IPPC Bureau di Siviglia.

Pertanto per la valutazione del posizionamento dell'impianto in esame rispetto all'applicazione delle BAT, proposta nella Tabella seguente D.3, sono stati considerati i seguenti documenti:

- ***“Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and gas Refineries – February 2003”***
- ***Linee Guida per l'Identificazione delle Migliori tecniche Disponibili per Raffinerie di Petrolio e di Gas.***

In particolare la tabella D.3 è stata elaborata elencando le BAT descritte nel BREF suddetto, il quale è risultato più completo ed esaustivo rispetto alle Linee Guida di settore, soprattutto per quanto riguarda le specificità impiantistiche di ALMA PETROLI in quanto il processo di produzione del bitume, principale attività svolta nell'impianto, non è trattato all'interno di dette Linee Guida Nazionali.

Le BAT individuate per l'impianto ALMA PETROLI sono fondamentalmente distinguibili in due categorie:

1. BAT generiche per l'intero settore della raffineria (BREF Mineral Oil And Gas Refineries – Cap. 5.1);
2. BAT specifiche per processo/attività (BREF Mineral Oil And Gas Refineries – Cap. 5.2).

In analogia, la valutazione di conformità rispetto alle BAT di seguito riportata verrà suddivisa, per semplicità di trattazione, secondo il criterio suddetto adottato nel BREF.

Si precisa infine che, per quanto riguarda la categoria delle BAT “specifiche”, tra i processi/attività considerati nel BREF in oggetto, quali:

- Impianto di Alchilazione (BAT 2)
- Produzione di Oli Base (BAT 3)
- Produzione Bitume (BAT 4)
- Cracking Catalitico (BAT 5)
- Impianto di reforming Catalitico (BAT 6)
- Impianto di Coking (BAT 7)
- Sistemi di Raffreddamento (BAT 8)
- Impianto di desalting (BAT 9)
- Sistemi Energetici (BAT 10)
- Impianto di Eterificazione (BAT 11)
- Processo di Separazione Gas (BAT12)

- Processi che comportano il Consumo di Idrogeno (BAT 13)
- Processo di Produzione di Idrogeno (BAT 14)
- Gestione Integrata della Raffineria (BAT 15)
- Impianto di Isomerizzazione (BAT 16)
- Impianto a Gas Naturale (BAT 17)
- Impianto di polimerizzazione (BAT 18)
- Unità di Distillazione Primaria (BAT 19)
- Trattamenti di Produzione (BAT 20)
- Stoccaggio e Movimentazione dei Prodotti (BAT 21)
- Visbreaking (BAT 22)
- Trattamento Gas di Scarico (BAT 23)
- Trattamento Acque di Scarico (BAT 24)
- Gestione dei Rifiuti Solidi (BAT 25)

si è fatto riferimento, per analizzare la realtà in esame, solamente a quelli di pertinenza dell'impianto ALMA PETROLI, quali:

- Produzione Bitume (BAT 4)
- Sistemi di Raffreddamento (BAT 8)
- Sistemi Energetici (BAT 10)
- Unità di Distillazione Primaria (BAT 19)
- Trattamento Gas di Scarico (BAT 23)
- Gestione dei Rifiuti Solidi (BAT 25)
- Trattamento Acque di Scarico (BAT 24)

Per l'analisi dei Sistemi di raffreddamento è stato poi considerato, come previsto dal BREF Mineral Oil and Gas Refineries e dalle Linee Guida di Settore, anche il "Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System – December 2001".

L'eventuale opportunità di miglioramento della conformità dell'impianto rispetto alle BAT considerate è stata indicata in grassetto nella tabella seguente, nella quale sono descritte le tecniche e le modalità

gestionali adottate da ALMA PETROLI al fine di dare evidenza della conformità dell'impianto alle diverse BAT prese in considerazione.

Si ritiene opportuno precisare la peculiarità della raffineria ALMA PETROLI, la quale presenta una realtà impiantistica piuttosto semplice rispetto alle restanti raffinerie italiane ed europee, motivata dal fatto che l'attività principale risulta la produzione di bitume. A supporto di quanto detto, si osserva che nel capitolo introduttivo del BREF "Mineral Oil and Gas Refineries – February 2003" (Par. 1.3 "Technical characteristics of European refineries"), il quale descrive le diverse tipologie di raffinerie presenti in Europa, è presente una specifica tabella (Table 1.9: "European refineries by configuration") in cui è individuato, per ogni nazione, il numero di raffinerie distinte per complessità impiantistica, e nella quale, per l'Italia, non sono individuate raffinerie nella classe meno complessa "Base Oil and Bitumen Refineries".

Tale riscontro è dovuto al fatto che il BREF, probabilmente proprio alla luce della peculiarità impiantistica della raffineria, non prende in considerazione lo stabilimento Alma Petroli. Questo è evidente dalla Fig. 1.2 del BREF, nella quale è riportata la localizzazione geografica e l'elenco analitico delle raffinerie europee, in cui si denota l'assenza di Alma Petroli.

Quanto detto spiega ulteriormente per quale motivo, nella tabella seguente, non sono presenti tutte le BAT elencate nel BREF suddetto, ma solamente quelle che, a seguito di accurata valutazione, sono state ritenute specifiche ed applicabili alla realtà in esame.

In relazione all'installazione dell'impianto di cogenerazione in progetto, che avrà una potenza elettrica nominale pari a circa 1 MWe e una potenza termica nominale inferiore a 3 MWt, si precisa che non esistono specifici BREF o Linee Guida che trattano impianti termici di tale potenza termica, in quanto sono state predisposte Linee Guida per "Impianti di combustione con potenza termica di combustione oltre i 50 MW" ed il corrispondente BREF che tratta "Large Combustion Plants". In tali Linee Guida e BREF sono presenti tecnologie e processi non rappresentativi e non applicabili per un impianto di cogenerazione con una potenza termica così inferiore a 50 MW.

Si evidenzia però che, come illustrato nell'Allegato B18 del presente documento e nell'Allegato 1 della comunicazione di modifica alla domanda di AIA trasmessa nel giugno 2009, l'impianto di cogenerazione da installarsi nella raffineria Alma Petroli potrà avere un rendimento complessivo superiore all'80% (grazie all'utilizzo efficace di tutta l'energia termica che il cogeneratore stesso mette a disposizione) e può quindi essere certamente considerato a tutti gli effetti quale BAT per la produzione di energia in situ ad uso interno. Anche dal punto di vista delle tecnologie di trattamento delle emissioni in atmosfera, come già descritto in Allegato B.18 il cogeneratore da installarsi garantirà valori di emissione per tutti gli inquinanti di riferimento ben inferiori ai limiti nazionali di cui al D. Lgs. 152/06 ed è quindi considerabile come BAT anche in tal senso.

D.3 Metodo di ricerca di una soluzione MTD soddisfacente

D.3.1. Confronto fasi rilevanti - LG nazionali

Fasi rilevanti	Tecniche adottate	LG nazionali – Elenco MTD	Riferimento
BAT per il corretto mantenimento dell'impianto e la gestione ambientale			
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5	<p>ALMA PETROLI è dotata di un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma UNI EN ISO:14001 certificato da ente certificatore esterno accreditato (DNV).</p> <p>Nell'ambito dell'SGA, viene redatto annualmente il rapporto di riesame della direzione, attraverso il quale vengono valutate le performance ambientali ottenute nell'anno e vengono pianificati gli obiettivi per l'anno seguente.</p> <p>Come previsto dal riesame, esiste per questo un riepilogo degli indicatori ambientali.</p> <p>Per quanto riguarda il rapporto annuale sui dati di bilancio di massa dello zolfo nei combustibili e in emissione, è attualmente in fase di implementazione e sarà inserito tra le attività nell'ambito del SGA.</p> <p>Per la predisposizione del bilancio, sarà migliorato l'attuale controllo di processo relativo alla misura della portata degli off-gas in ingresso alla combustione. Sarà infatti effettuata una taratura della flangia calibrata utilizzata per la misura, che consentirà di rafforzare l'attendibilità delle rilevazioni effettuate.</p>	<p><i>Implementazione e adozione di un Sistema di gestione Ambientale che comprenda:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>preparazione e pubblicazione di un rapporto annuale delle performance ambientali. Questo rapporto abiliterà la divulgazione di miglioramento di performance di altri e sarà il veicolo per scambi di informazioni. Verifiche esterne rafforzeranno la credibilità del rapporto;</i> <i>consegna agli stakeholders di un piano di miglioramento delle performance ambientali su base annua. Questo piano garantisce continui miglioramenti;</i> <i>l'esistenza di un riferimento su base continua che includa attività di efficienza energetica e di risparmio energetico, emissioni in aria (SO₂, NO_x, VOC e particolato), scarichi in acqua e generazione di rifiuti. Il riferimento sul rendimento energetico deve comportare un sistema interno di miglioramenti di rendimento energetico o un riferimento intra e inter compagnie, che mira a continui miglioramenti e lezioni esplicative;</i> <i>un rapporto annuale sui dati di bilancio di massa (input/output) dello zolfo in emissioni e prodotti (incluso i prodotti di qualità inferiore e fuori specifica e ulteriori utilizzi e destino).</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pag. 137</p>

<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Il controllo del processo è attuato secondo quanto descritto dal Piano di Monitoraggio e Controllo riportato in Allegato E4.</p>	<p><i>Miglioramento della stabilità dell'unità operante applicando un controllo dei processi avanzati e limitando le anomalie impiantistiche, minimizzando i momenti con elevate emissioni (es. arresto e avvio).</i></p>	<p>BREF cap. 5.1</p>
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Buone pratiche per il corretto mantenimento dell'impianto sono attuate adottando la Procedura del SGA relativa al Controllo operativo (QAS-GES-P-4).</p>	<p><i>Applicare buone pratiche per il mantenimento e la pulizia dell'impianto.</i></p>	<p>BREF cap. 5.1</p>
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Nell'ambito delle attività di sistema viene predisposto con periodicità annuale un Piano di formazione che mira anche ad aumentare la consapevolezza ambientale dei dipendenti Alma Petroli.</p>	<p><i>Implementazione della consapevolezza ambientale e sua inclusione nei programmi di formazione.</i></p>	<p>BREF cap. 5.1</p>

<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Secondo quanto previsto dal Provv. Provincia di Ravenna n. 172 del 06/05/05 di autorizzazione alle emissioni in atmosfera è in corso l'installazione un Sistema di Monitoraggio in Continuo delle Emissioni su tutte le sorgenti emissive eccetto le emissioni provenienti dal Forno F106 (E03) e dalla Saldatura (E16).</p> <p>Il Piano di Sorveglianza e Misurazioni del SGA prevede attualmente campionamenti periodici dei punti di emissione. Tali campionamenti sono descritti nel Piano di Monitoraggio predisposto per la domanda AIA.</p> <p>Verrà emessa una procedura relativa alla gestione delle Strumentazione di misura estesa a tutti i dispositivi di misura rilevanti ai fini del controllo del procedo e delle emissioni.</p>	<p><i>Implementazione di un sistema di monitoraggio che permetta un adeguato controllo dei processo e delle emissioni. Alcuni elementi di un sistema di monitoraggio possono includere:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>monitoraggio continuo delle emissioni con notevole flusso di massa di inquinanti con una grande variabilità nelle concentrazioni;</i> • <i>monitoraggio periodico o utilizzo di parametri rilevanti nelle emissioni per flussi con bassa variabilità;</i> • <i>calibrazione della strumentazione di misura;</i> • <i>verifica periodica delle misure tramite rilevazioni simultanee comparate.</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 138 - 139</p>
<p>BAT per la riduzione di emissioni in aria</p>			
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>Si veda quanto riportato per la BAT n. 10.</p>	<p><i>Miglioramento del rendimento energetico (riduzione di tutti gli inquinanti generati dalla combustione) aumentando recupero di calore e il recupero in ogni parte della raffineria applicando tecniche di risparmio energetico e ottimizzando la produzione e il consumo di energia (rif. Sezione 3.10.1 e 4.10.1.1). Un appropriato utilizzo di questi dati sarebbe quello di fare indagini di mercato nei vari reparti per determinare possibili aree di miglioramento tenendo conto delle locali differenze nelle operazioni.</i></p>	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 - 138</p>

<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>Attualmente viene già utilizzato in modo significativo come combustibile alternativo il metano. Inoltre vengono fatte analisi periodiche analisi sul contenuto di zolfo nel Combustibile Interno (liquido). Dalle analisi è sempre emerso per tale combustibile un basso contenuto di zolfo (mediamente ca. 0,5%).</p> <p>È inoltre presente un impianto scrubber per il lavaggio della corrente di RFG (off gas) da alimentare ai forni di processo, grazie al quale c'è un maggiore controllo sulle emissioni finali di SO_x.</p> <p>E' inoltre da sottolineare come:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'installazione del cogeneratore in progetto permetta di produrre energia termica ed elettrica per gli usi interni di raffineria senza le dispersioni dal sito di produzione a quello di utilizzo; • l'impianto utilizzerà quale combustibile il metano, cui sono associate emissioni inquinanti tra le più basse dei combustibili sfruttabili a tal fine; • l'adozione di un sistema a combustione magra (lean NO_x) consentirà di ridurre notevolmente la formazione di NO_x garantendo concentrazioni nei fumi in uscita ampiamente al di sotto dei limiti normativi di riferimento; • l'installazione di un sistema di abbattimento catalico permetterà di avere concentrazioni di CO contenute e ampiamente al di sotto dei limiti normativi di riferimento. 	<p><i>Usare gas derivato da raffineria (RFG) pulito e, se necessario a provvedere al resto del fabbisogno energetico della raffineria, combustibile liquido combinato con tecniche di controllo e abbattimento o altro combustibile gassoso come gas naturale o GPL. Dove i combustibili gassosi sostituiscono i combustibili liquidi, la riduzione di emissioni di SO₂ e NO_x come risultato è facilmente calcolabile sia per singole unità di processo che per l'intera raffineria.</i></p>	<p>BREF cap. 5.1 LG di settore – par. H pagg. 137 - 138</p>
--	---	--	---

<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>In riferimento a quanto precedentemente riportato, sarà implementato un bilancio di zolfo di raffineria, che consentirà di individuare sistematicamente le fonti maggiormente rilevanti e le conseguenti possibili opportunità di miglioramento. Va comunque precisato che i controlli periodici da anni svolti sui punti di emissione hanno permesso di mantenere monitorate le emissioni di SO_x e di raggiungere un buon livello di consapevolezza relativamente ai punti più rilevanti.</p> <p>Secondo quanto già accennato, è inoltre in corso di installazione un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni che consentirà di approfondire i risultati storici dei controlli periodici.</p> <p>Va inoltre rilevato che non sono presenti in stabilimento catcrackers, cokers e unità di recupero zolfo.</p>	<p><i>Riduzione delle emissioni di SO₂:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>quantificando le emissioni di zolfo dalle varie sorgenti della raffineria per identificare le maggiori fonti in ogni specifico caso. Questa quantificazione è un elemento del bilancio di zolfo;</i> • <i>adottando le BAT applicabili per la riduzione di SO₂ nei sistemi energetici, nei catcrackers, nei cokers;</i> • <i>tramite efficienti operazioni dell'unità di recupero zolfo;</i> • <i>riducendo le emissioni di SO₂ da piccole tipiche fonti quando diventano una parte significativa dell'emissione totale e se efficace dal punto di vista economico (es. torce, gas dagli eiettori sottovuoto dei gas bruciati nel forno).</i> <p><i>Il TWG non è stato in grado di identificare un singolo range di emissioni associate all'applicazione delle BAT associate al concetto di bolla. Sono comunque state fatte alcune indagini che hanno dato come risultato:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>per l'approccio di concentrazione di bolla (in mg/Nm³ al 3% di O₂):</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>uno stato membro ha proposto che una piena implementazione porta ad una bolla di 60-200 (media giornaliera);</i> ○ <i>due stati membri hanno proposto che l'implementazione delle BAT porta ad una bolla di 100-600 (media mensile) basata su calcoli in Allegato V;</i> ○ <i>uno stato membro ha proposto un valore di bolla di 850 (media giornaliera);</i> ○ <i>due stati membri hanno proposto un range di bolla di 800-1200 (media mensile) basata su pratica corrente;</i> ○ <i>l'industria ha proposto un range di bolla di 1000-1400 (media annua) basato sulle performance attuali delle raffinerie europee.</i> • <i>per l'approccio di carico di bolla (in t di SO₂/Mt di lavorato):</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>uno stato membro ha proposto che una piena implementazione porta ad un range bolla di 50-230 (media annua);</i> ○ <i>uno stato membro ha proposto un range di bolla di 50-210 (media annua) basato sul quartile superiore di emissioni specifiche da 40 raffinerie europee esistenti.</i> 	<p>BREF cap. 5.1 LG di settore – par. H pagg. 137 - 138</p>
--	---	--	---

<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>Si rileva che non sono presenti nello stabilimento rigeneratori FCC, turbine a gas e catcracker. L'impianto di cogenerazione in progetto utilizza un sistema di combustione a miscela magra che consente di avere concentrazioni di NOx in uscita nei fumi inferiore a 250 mg/Nm³. Per un ulteriore approfondimento si veda quanto descritto per la BAT 10.7.</p>	<p><i>Riduzione delle emissioni di NO_x:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>quantificando le emissioni di NO_x per identificare le maggiori fonti (es. forni e caldaie, i rigeneratori FCC e le turbine a gas) in ogni specifico caso;</i> • <i>adottando le BAT applicabili per la riduzione di NO_x nel sistema energetico e catcracker.</i> <p><i>Il TWG non è stato in grado di identificare un singolo range di emissioni associate all'applicazione delle BAT associate al concetto di bolla. Sono comunque state fatte alcune indagini che hanno dato come risultato:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>per l'approccio di concentrazione di bolla (in mg/Nm³ al 3% di O₂):</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>uno stato membro ha proposto che una piena implementazione porta ad una bolla di 70-150 (media giornaliera);</i> ○ <i>due stati membri hanno proposto che l'implementazione delle BAT porta ad una bolla di 100-200 (media mensile) basata su calcoli in Allegato V;</i> ○ <i>uno stato membro ha proposto che un'implementazione delle BAT porta ad una bolla di 150 (media mensile) e 200 (media giornaliera);</i> ○ <i>due stati membri hanno proposto un range di bolla di 250-450 (media mensile) basato su pratica corrente;</i> ○ <i>l'industria ha proposto un range di bolla di 200-500 (media annua) basato sulle performance attuali delle raffinerie europee.</i> • <i>per l'approccio di carico di bolla (in t di NO_x/Mt di lavorato):</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>uno stato membro ha proposto un range di bolla di 20-150 (media annua) basato sul quartile superiore di emissioni specifiche da 40 raffinerie europee esistenti</i> ○ <i>uno stato membro ha proposto che una piena implementazione porta ad un range bolla di 80-170 (media giornaliera).</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p>
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>Le emissioni di particolato sono state storicamente valutate con campionamenti periodici, inoltre è in corso di installazione il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni che prevede tra i parametri monitorati</p>	<p><i>Riduzione delle emissioni di particolato:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>quantificando le emissioni di particolato (es. forni e caldaie, i rigeneratori FCC e cokers) per identificare le maggiori fonti in ogni specifico caso;</i> • <i>minimizzando le emissioni di particolato dalle situazioni di</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p>

	<p>anche il particolato.</p> <p>Per ulteriori approfondimenti si veda quanto descritto per la BAT 10.8.</p> <p>Non sono presenti nello stabilimento rigeneratori FCC, catcrackers e cokers.</p> <p>Il cogeneratore in progetto induce un aumento della produzione delle polveri dell'impianto ALMA PETROLI pressoché trascurabile. Il costruttore garantisce una concentrazione di polveri in uscita inferiore a 10 mg/Nm³, ma si evidenzia che prove sperimentali su impianti simili danno riscontro di valori in emissione ulteriormente inferiori, in quanto potenzialmente legati solamente alla polverosità atmosferica già presente nell'aria comburente.</p>	<p><i>trattamento di solidi (carico/scarico del catalizzatore, trattamento di coke, trasporto di fango) applicando buone tecniche di gestione e controllo;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• adottando le BAT applicabili per la riduzione di particolato nel sistema energia, catcrackers e cokers.</i> 	
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-5</p>	<p>Secondo quanto previsto dal Piano di Monitoraggio, annualmente vengono stimate le emissioni diffuse di COV dai serbatoi di stoccaggio della raffineria attraverso l'applicazione del software specifico TANKS dell'Environmental Protection Agency statunitense (EPA).</p> <p>Inoltre vengono monitorate annualmente anche le emissioni fuggitive di COV da flange, pompe ed altre apparecchiature.</p> <p>Nel corso delle attività per la richiesta di rinnovo dell'autorizzazione alle emissioni ai sensi del DPR 203/88, sono inoltre state indagate le emissioni di VOC dalle celle API (impianto di pretrattamento acque), dall'impianto di confezionamento pani e dai fornetti di recupero.</p> <p>Gli sfiati dalla operazioni di stoccaggio bitume sono convogliati e trattati in un impianto scrubber (VEPAL) prima dell'emissione in</p>	<p><i>Riduzione delle emissioni di VOC:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• quantificando le emissioni di VOC (es. tramite DIAL) per identificare le maggiori fonti in ogni specifico caso;</i> <i>• eseguendo campagne LDAR o equivalenti. Un buon LDAR (Leak Detection and Repair) include la determinazione da tipi di misure, frequenza, tipi di componenti da controllare, tipi di linee di componenti, quali rotture dovrebbero essere riparate e quanto rapidamente le azioni vanno intraprese;</i> <i>• usando un sistema di manutenzione drain-out;</i> <i>• selezionando e usando valvole a basso tasso di rottura come valvole grafite-packed o equivalenti (specialmente importanti per le valvole di controllo) per le linee che contengono prodotti con alta tensione di vapore;</i> <i>• usando pompe a basso tenore di rottura (es seal-less design, doppia tenuta, gas seals o buone tenute meccaniche) su linee produttive che trasportano fluido con alta tensione di vapore;</i> <i>• minimizzando flange (più facili da applicare nella fase di progettazione), installando anelli di tenuta sulle flange che perdono e usando materiali di tenuta ad alta integrità (ignifughi) nelle flange (molto importante per scambiatori di calore);</i> <i>• chiudendo, tappando o incappucciando valvole di sfogo e di</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p>

	<p>atmosfera.</p> <p>Nella raffineria Alma Petroli non esistono tratti significativi di tubazioni interessate dalla presenza di fluidi ad alta tensione di vapore.</p> <p>Si è intervenuto sui serbatoi S21, S104 ed S105 adibiti allo stoccaggio di virgin nafta: grazie al collegamento della fase vapore di questi serbatoi, che permette di limitare gli sfiati in atmosfera dovuti al gran numero di movimentazioni e alla respirazione, le emissioni diffuse di COV derivanti dai serbatoi S21, S104 e S105 sono diminuite del 69%.</p> <p>Analogamente è stata realizzata la coibentazione dei serbatoi S2, S44 e S46, permettendo una riduzione delle emissioni diffuse di COV del 73%. Gli interventi effettuati sui serbatoi S2, S21, S44, S46, S104 e S105 sono da considerarsi BAT per la riduzione dei VOC durante lo stoccaggio e il trattamento.</p>	<p><i>drenaggio aperte in fondo:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>convogliare le valvole di sicurezza di emissione di VOC a torce;</i> • <i>convogliare gli sfiati dei compressori con alto potenziale di emissioni VOC al processo e quando non è più possibile (es. vent compressor distance pieces) alla torcia di raffineria per la distruzione;</i> • <i>usando cicli totalmente chiusi in tutti i campionamenti di routine che possono potenzialmente generare emissioni di VOC;</i> • <i>minimizzando l'utilizzo della torcia;</i> • <i>es. copertura di separatori, bacini e inlet bays e convogliando i gas di processo nella sezione di trattamento acque. Implementare alcune di queste tecniche può compromettere efficienti operazioni della sezione di trattamento acque o causare problemi di sicurezza se non progettate e utilizzate adeguatamente. Per queste ragioni questa tecnica può avere problemi quando retrofitted. Deve essere considerato come un elemento del programma di abbattimento degli odori;</i> • <i>adottando le BAT applicabili per la riduzione dei VOC durante lo stoccaggio e il trattamento.</i> 							
<p>BAT per la riduzione degli scarichi in acqua</p>									
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2.1-3-4-5</p>	<p>Sulla base dei dati dell'anno 2008, l'utilizzo di acqua potabile rispetto al passato in lavorazione ha determinato un valore pari a 0,007 m³/ton.</p> <p>Anche per quanto riguarda lo scarico dell'effluente di processo la raffineria appare conforme ai valori riportati nel BREF: 0,102 m³/ton.</p> <p>Viene effettuato da alcuni anni un significativo recupero e riutilizzo delle acque dopo la fase di disoleazione, diminuendo così il fabbisogno generale di acqua vergine.</p> <p>Inoltre esiste una rete fognaria del tipo</p>	<p><i>Applicare uno schema di gestione delle acque che mira a ridurre:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>il volume dell'acqua utilizzato in raffineria tramite:</i> <table border="1" data-bbox="981 1029 1825 1244"> <tr> <td><i>tipo di acqua¹</i></td> <td><i>Indagini per consumo di volume d'acqua ed emissioni (media annua) (m³/t di fluido processato)</i></td> </tr> <tr> <td><i>Acqua pulita</i></td> <td><i>0,01 – 0,62²</i></td> </tr> <tr> <td><i>Volume dell'effluente di processo</i></td> <td><i>0,09 – 0,53²</i></td> </tr> </table> <p>¹ <i>è considerata acqua fresca quella proveniente da condutture dell'acqua potabili, da fiumi o da private estrazioni dalla falda (incluso, in alcuni casi, acqua di falda contaminata estratta per scopi di trattamento).</i></p> <p>² <i>i valori più alti di questo range corrispondono alla media di 63 raffinerie europee.</i></p>	<i>tipo di acqua¹</i>	<i>Indagini per consumo di volume d'acqua ed emissioni (media annua) (m³/t di fluido processato)</i>	<i>Acqua pulita</i>	<i>0,01 – 0,62²</i>	<i>Volume dell'effluente di processo</i>	<i>0,09 – 0,53²</i>	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pag. 139</p>
<i>tipo di acqua¹</i>	<i>Indagini per consumo di volume d'acqua ed emissioni (media annua) (m³/t di fluido processato)</i>								
<i>Acqua pulita</i>	<i>0,01 – 0,62²</i>								
<i>Volume dell'effluente di processo</i>	<i>0,09 – 0,53²</i>								

	<p>separato, grazie alla quale le acque di processo vengono inviate a impianto esterno di depurazione mentre le acque meteoriche vengono scaricate in corpo idrico recettore (Canale Candiano).</p> <p>Per evitare possibili contaminazioni, le acque di processo non vengono mai in contatto, se non a causa di eventi incidentali, con i fluidi di processo.</p> <p>Viene attuata la procedura di manutenzione prevista nell'ambito del SGA (QAS-MAN-P-1) ed è in corso l'implementazione all'interno del sistema anche delle attività di manutenzione preventiva.</p>	<ul style="list-style-type: none"> o possibilità di integrazioni nella corrente d'acqua inclusi studi di ottimizzazione dell'utilizzo dell'acqua; o riutilizzo, il più possibile, dell'acqua di scarico pulita; o applicare tecniche per ridurre acque di scarico generate da specifici processi/attività. • La contaminazione dell'acqua attraverso: <ul style="list-style-type: none"> o separazione delle correnti d'acqua contaminate, poco contaminate, non contaminate e, quando possibile, sistemi di drenaggio. Questo coinvolge tutto il sistema di approvvigionamento di acqua: acqua piovana, acqua domestica, acqua di processo, acqua di alimentazione della caldaia, acqua di raffreddamento e acqua di falda così come i sistemi di raccolta, stoccaggio e trattamento dell'acqua di scarico (primario, secondario, terziario). La maggior parte di queste acque finiscono in un singolo trattamento reflui dove vanno miscelate dopo essere state opportunamente (pre)trattate. In impianti già esistenti questa separazione può essere molto costosa e richiedere spazio per l'implementazione; o separazione delle acque di raffreddamento processate dall'effluente di processo finché questo non è stato trattato; o buona gestione delle operazioni e manutenzione delle facilities esistenti (come parte del sistema di monitoraggio); o prevenzione e controllo delle fuoriuscite; o applicazione di tecniche per ridurre la contaminazione di reflui in ogni specifico processo/attività. 																
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2.1-3-4-5</p>	<p>Tutte le acque di processo vengono inviate a depurazione presso impianto esterno autorizzato, pertanto non si configura un impatto diretto sull'ambiente acquatico.</p> <p>Va sottolineato che, sulla base dei campionamenti effettuati periodicamente dal depuratore esterno sulle acque in ingresso da Alma Petroli pretrattate in raffineria, è possibile desumere un sostanziale rispetto dei valori riportati in tabella.</p>	<p>Ottenere i seguenti parametri nell'effluente WWTP:</p> <table border="1" data-bbox="981 1023 1827 1382"> <thead> <tr> <th>parametri</th> <th>Concentrazione (mg/l) (media mensile)</th> <th>Carico (g/ton di petrolio greggio o fluido processato)* (media mensile)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Idrocarburi totali</td> <td>0,05 – 1,5</td> <td>0,01 – 0,75</td> </tr> <tr> <td>BOD (5 giorni a 20°C)</td> <td>2 – 20</td> <td>0,5 – 11</td> </tr> <tr> <td>COD (2 ore)</td> <td>30 – 125</td> <td>3 - 70</td> </tr> <tr> <td>Azoto ammoniacale</td> <td>0,25 – 10</td> <td>0,1 – 6</td> </tr> </tbody> </table>	parametri	Concentrazione (mg/l) (media mensile)	Carico (g/ton di petrolio greggio o fluido processato)* (media mensile)	Idrocarburi totali	0,05 – 1,5	0,01 – 0,75	BOD (5 giorni a 20°C)	2 – 20	0,5 – 11	COD (2 ore)	30 – 125	3 - 70	Azoto ammoniacale	0,25 – 10	0,1 – 6	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pag. 147</p>
parametri	Concentrazione (mg/l) (media mensile)	Carico (g/ton di petrolio greggio o fluido processato)* (media mensile)																
Idrocarburi totali	0,05 – 1,5	0,01 – 0,75																
BOD (5 giorni a 20°C)	2 – 20	0,5 – 11																
COD (2 ore)	30 – 125	3 - 70																
Azoto ammoniacale	0,25 – 10	0,1 – 6																

(come N)		
Azoto totale	1,5 – 25	0,5 – 15
Solidi sospesi (a 105°C)	2 – 50	1 – 25
Metalli totali (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zn)	<0,1 - 4	

* I valori inferiori di carico sono dati reali di raffineria forniti dal TWG. I valori alti di carico sono stati calcolati, in accordo con indagini, su un volume dell'effluente di processo di 0,53 m³/t di passato in lavorazione (media di 63 raffinerie)

Da un'adeguata combinazione di:

- un impianto con 3 stadi di trattamento reflui consistenti in separazione, avanzata separazione fisica e fase biologica gravitazionale;
- processi di nitrificazione e denitrificazione;
- garantire un progetto del WWTP che includa sufficiente capacità di prevenire shock tossici al bioreattore ad es. tramite l'uso di serbatoi buffer, serbatoi diversion, reattori sovradimensionati, ecc...;
- buone pratiche di processo e mantenimento per prevenire la contaminazione dei reflui;
 - combinazione di reflui provenienti da diversi processi con qualità comparabili per il pretrattamento (es. trattamento di acque acide dalla unità di distillazione primaria, cracker catalitico, coking e da altre fonti di acque acide da stripping)

BAT per la gestione di rifiuti solidi

1.1-1.2-1.3-1.4
1.5-1.6-1.7-1.8
2-3-4-5

Il rapporto annuale sulle quantità di rifiuti prodotti è costituito dal MUD.
Parte dei rifiuti prodotti vengono già recuperati e reimmessi nel processo (es: sfridi di bitume, oli, ecc.).

Implementazione di un sistema di gestione rifiuti (come parte del sistema di monitoraggio) che comprenda:

- rapporto annuale delle quantità di rifiuti;
- implementazione di un piano con misure di riduzione dei rifiuti che includa riciclo e/o recupero;
- condurre il trattamento delle acque in modo da massimizzare le

BREF cap. 5.1

LG di settore –
par. H pag.
139

	La gestione rifiuti è regolata dalla procedura di sistema A-GES-P-2.	<p><i>performance minimizzando la produzione di fanghi;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>implementazione di attività di buon mantenimento.</i> 	
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5	<p>Nell'ambito del SGA è in fase di studio l'implementazione di procedure relative alla manutenzione preventiva, attività che permetterà di migliorare il controllo di eventuali piccole perdite o rilasci a l suolo.</p> <p>Si precisa inoltre che l'area adibita alla produzione e allo stoccaggio è stata pavimentata fino a coprire il 77% dell'area totale.</p> <p>La raffineria Alma Petroli è soggetta al D.Lgs. 334/99, in particolare è soggetta all'art. 8, che prevede la predisposizione di un Rapporto di Sicurezza. Tale documento contiene l'analisi di rischio di incidente rilevante relativa alle attività della raffineria. Il Rapporto individua le ipotesi incidentali credibili, la loro frequenza di accadimento e le relative conseguenze stimate. Per migliorare ulteriormente il controllo dell'impianto, è stato recentemente condotto dai tecnici di impianto, coadiuvati da una società esterna operante nel settore, un'analisi HAZOP, le cui conclusioni sono state esaminate dalla Direzione.</p>	<p><i>Minimizzare le fuoriuscite di greggio ed escludere fuoriuscite di greggio che contaminano il suolo (come parte delle attività di buon mantenimento). Questo include, tra le altre cose:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>implementazione di un piano per escludere perdite da piping e serbatoi (parte del sistema di monitoraggio). Questo piano dovrebbe includere ispezioni, monitoraggi sulla corrosione, strumenti di rilevamento delle perdite, doppi fondi, ecc...;</i> <i>esecuzione di un'analisi di rischio che consenta di classificare in ordine di rilevanza le ipotesi di perdite incidentali (gli elementi da considerare sono le tipologie di prodotti in serbatoi e tubi, l'età dell'attrezzatura, la natura del suolo e della falda che potrebbero essere contaminati). Dare una priorità alle aree dove sono necessari suoli impermeabili. Redigere un piano pluriennale per programmare i passi necessari;</i> <i>creazione di nuove installazioni con il minimo numero di tubi sotterranei. In situazioni già esistenti, includere i tubi sotterranei nella procedura di valutazione del rischio vista sopra.</i> 	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pag. 139</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5	Secondo quanto sopra descritto parte dei rifiuti prodotti vengono già recuperati e reimmessi nel processo (es: sfridi di bitume, oli, ecc.).	<i>Applicare tecniche per ridurre i rifiuti solidi generati entro ogni specifico processo o attività.</i>	<p>BREF cap. 5.1</p> <p>LG di settore – par. H pag. 139</p>
<p><u>BAT SPECIFICHE PER PROCESSO/ATTIVITA'</u></p> <p>2. BAT per la produzione di bitume</p>			

1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Gli sfiati dalla operazioni di stoccaggio bitume sono convogliati e trattati in un impianto scrubber (VEPAL) prima dell'emissione in atmosfera;</p> <p>I gas incondensabili vengono bruciati in 2 forni di processo: Caldaia BONO e Caldaia THERMA, le cui emissioni rispettano i limiti previsti dal Provv. n. 172 del 06.05.2009 di autorizzazione alle emissioni ai sensi del DPR 203/88.</p>	<p><i>Ridurre emissioni di VOC e aerosol (da considerarsi come parte del programma di abbattimento dell'odore) scegliendo tra:</i></p> <p><i>(1) recuperare la parte liquida dell'aerosol che è diretta agli sfiati dallo stoccaggio e durante le operazioni di blending/filling del bitume (es. precipitatore elettrostatico umido, oil scrubbing). Questa tecnica è più facile da applicare quando lo stoccaggio e le operazioni di blending/filling sono abbastanza vicine;</i></p> <p><i>(2) incenerimento ad una temperatura maggiore di 800°C o in forni di processo. Inserire questo sistema in un inceneritore già esistente può essere tecnicamente difficoltoso.</i></p>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 4
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Una prassi consolidata per la riduzione della produzione di rifiuti è la raccolta e il successivo riutilizzo delle piccole perdite intrinseche delle pompe alternative.</p>	<p><i>Applicare misure per la prevenzione delle perdite (come parte della gestione rifiuti) per prevenire la produzione di rifiuti.</i></p>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 4
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Non ci sono impianti di recupero dello zolfo.</p>	<p><i>Applicare le BAT sulle unità di recupero dello zolfo nelle raffinerie per la sola produzione di bitume</i></p>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 4
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>I gas dell'ossidazione vengono separati dal liquido di trascinamento in un recipiente verticale (V106) e raffreddati con due air cooler. L'acqua non viene sottoposta a stripping ma separata dall'olio e quindi successivamente inviata a depurazione biologica presso impianto esterno autorizzato;</p> <p>Gli oli separati dai gas per condensazione/decantazione vengono trattati con gli altri slop e rialimentati all'impianto distillazione</p>	<p><i>Applicare le seguenti tecniche se il blowing bitume è applicato:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>trattare the overheads from the oxidiser per la rimozione di contaminanti dell'aria (es. greggio, polveri, VOC) (come parte del programma di abbattimento dell'odore). Se è usato uno scrubber ad acqua, l'acqua usata nello scrubber ad umido deve essere pulita prima di essere riutilizzata. Se è usato l'incenerimento, il gas di scarico può essere utilizzato nelle caldaie di processo;</i> • <i>mandare l'acqua condensata accumulata ad uno stripper acido ad acqua. In alcuni casi, a causa della qualità e della quantità di acqua generata e quindi di un possibile nuovo dimensionamento del SWS, questo può non essere giustificato dal punto di vista economico;</i> • <i>convogliare gli idrocarburi condensati al sistema slop oil della raffineria o ad un metodo alternativo di recupero (es. recupero fanghi)</i> 	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 4

8. BAT per i sistemi di raffreddamento

1.1-1.2-1.3-1.4
1.5-1.6-1.7-1.8

In particolare è stata valutata la conformità rispetto a quanto previsto nel Cap. 4 del BREF, in cui sono indicate le BAT da applicare in riferimento ai sistemi di raffreddamento utilizzati.

Va precisato che il fluido di raffreddamento del sistema adottato in raffineria e a ricircolo totale. Le torri evaporative sono dotate di ventilatori ad aria forzata. Tale evidenza impiantistica è confermata dal fatto che il prelievo di acqua di raffreddamento dalla canaletta CER è assai modesto.

Va menzionata anche la modernità della torre evaporativa, che è stata sostituita nell'anno 2004.

La gestione del sistema di raffreddamento appare pienamente in linea con le previsioni del BREF.

Va infatti sottolineato che il ricircolo totale esclude ogni possibilità di modifica delle caratteristiche naturali dei corpi idrici limitrofi. Il sistema adottato esclude in particolare la possibilità di scarico di acque aventi alte temperature o potenzialmente contaminanti.

Applicare le BAT indicate nel BREF "Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System".

È stata condotta una verifica della conformità generale della raffineria al BREF "Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System" (Dicembre 2001).

BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8

LG di settore – par. H pag. 148

1.1-1.2-1.3-1.4
1.5-1.6-1.7-1.8

Il sistema adottato è apparso conforme al BREF "Reference Document on Best Available Techniques to Industrial Cooling System". Si veda poi quanto riportato relativamente alla BAT n. 10 per la gestione energetica.

Ridurre la domanda di raffreddamento nella raffineria applicando un approccio integrato e un'analisi di ottimizzazione del riscaldamento.

BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8

LG di settore – par. H pag. 148

1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	Non applicabile	<i>Massimizzare il recupero del calore applicando schemi di utilizzazione di bassi livelli di calore (es. riscaldamento distrettuale, riscaldamento industriale) dove è nota la domanda locale e i risultati economici favorevoli.</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8 LG di settore – par. H pag. 148
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	La massima quantità di calore dal processo di distillazione è sottratta tramite aerorefrigeranti, quindi attraverso sistemi ad aria.	<i>Prendere in considerazione l'uso del raffreddamento ad aria durante la progettazione. Le limitazioni sono il rumore, i grandi ingombri e le condizioni climatiche.</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8 LG di settore – par. H pag. 148
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	Nelle normali condizioni operative le acque non entrano mai in contatto con il greggio. Una simile eventualità è ipotizzabile solamente in casi accidentali, a seguito dei quali le acque sono raccolte dai sistemi fognari, convogliate nelle acque di processo e inviate a depurazione.	<i>Eliminare per quanto possibile le perdite di greggio nelle emissioni di acqua di raffreddamento (processata o da sistemi di circolazione)</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8 LG di settore – par. H pag. 148
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	La gestione delle acque della raffineria e di tipo separato. Le acque di processo, previo pretrattamento, vengono inviate a impianto esterno di depurazione (società SICEA).	<i>Separare l'acqua di raffreddamento processata dall'acqua di processo fin dopo il trattamento di quest'ultima.</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 8 LG di settore – par. H pag.

			148
10. BAT per il sistema energetico			
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Attualmente il rendimento energetico della raffineria è valutato globalmente attraverso le attività del sistema di gestione ambientale relative al controllo delle prestazioni e al miglioramento.</p> <p>Vengono monitorati anche alcuni indicatori come il consumo energetico rispetto alle tonnellate di greggio passato in lavorazione.</p> <p>Va evidenziato il monitoraggio annuale di un tipico indicatore per il controllo dell'efficienza energetica nel campo della raffinazione, che consente il confronto delle prestazioni energetiche rispetto a standard internazionali di consumo, a barile, per ogni singolo processo. Per l'anno 2008 è stato determinato un valor di 34,18, che evidenzia un razionale sfruttamento dei combustibili, se confrontato con la media italiana, pari a 81 (per le modalità di calcolo dell'indicatore, l'efficienza migliora al diminuire del valore calcolato).</p>	<p><i>Adozione di un sistema di gestione energetico come parte di un sistema di gestione ambientale. Lo scopo è di migliorare il rendimento energetico della raffineria. Il sistema di gestione ambientale può prevedere:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>• un rapporto sull'efficienza energetica della raffineria e il piano per aumentarla (come parte del rapporto sulle performance ambientali descritte nell'EMS);</i> <i>• un piano di riduzione del consumo energetico (come parte del rapporto sulle performance ambientali descritte nell'EMS);</i> <i>• partecipazione in attività di ranking e indagini di mercato sul consumo energetico.</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Per migliorare la produzione energetica, nell'anno 2001 è stata installata la caldaia a recupero BONO che produce vapore e olio diatermico;</p> <p>È stata recentemente implementata un'intensificazione della frequenza di pulizia dei forni di processo che ha consentito l'ottimizzazione della fase di combustione con conseguente miglioramento delle prestazioni energetiche dei forni stessi;</p> <p>Su tutte le correnti dei vapori di stripping è</p>	<p><i>Miglioramento dell'efficienza energetica della raffineria. Tecniche che aiutano a migliorare l'efficienza globale sono:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <i>- applicazione di tecniche di efficiente produzione energetica come l'uso di turbine a gas, impianti generativi/cogenerativi con cicli combinati (CHP), IGCC, progettazione ed esercizio efficienti di forni e caldaie e sostituzione di quelli inefficienti. Nella fase di implementazione della sostituzione dei forni e delle caldaie inefficienti va data considerazione a retrofitability, dimensione, attuale quantità di emissioni, età e vita rimanente in modo da valutare l'efficacia economica e il tempo necessario per le azioni;</i> <i>- applicazione di campagne di miglioramento della combustione;</i> <i>- confronto tra produzione e consumo di energia tramite sistemi di</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>

	<p>applicato il controllo della portata;</p> <p>È in progetto l'installazione di un impianto di cogenerazione, il quale sfruttando come combustibile il metano permette di produrre energia termica ed elettrica con una efficienza elevata (in totale circa 80%). Il vapore che verrà prodotto dal cogeneratore sarà immesso nella rete termica di servizio avendo la precedenza sul vapore proveniente dalle caldaie, traducendosi in una migliore efficienza globale dell'impianto.</p>	<p><i>controllo informatizzati;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>uso ottimizzato del vapore nei processi di stripping e di steam traps;</i> - <i>incrementare l'integrazione di calore nei processi/attività tramite analisi di ottimizzazione energetica;</i> - <i>uso di rifiuti in caldaia per ridurre l'uso di combustibile per la produzione di vapore;</i> - <i>identificazione e utilizzo, se possibile, di sinergie fuori dal confine della raffineria (es. riscaldamento distrettuale/industriale, generazione di energia elettrica).</i> 	
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>E' installato un impianto scrubber per il lavaggio degli off-gas (RFG) in ingresso ai forni di processo che consente di diminuirne il tenore di zolfo presente nella corrente.</p> <p>Inoltre è in corso di attuazione un revamping del forno di processo F102/A che consentirà il recupero termico fumi/aria comburente.</p>	<p><i>Usare gas di raffineria pulito e, se necessario a provvedere al resto del fabbisogno energetico della raffineria, combustibile liquido combinato con altre tecniche di controllo e abbattimento o altro combustibile gassoso come gas naturale o GPL. Dove i combustibili gassosi sostituiscono i combustibili liquidi, la riduzione di emissioni di SO₂ e NO_x come risultato è facilmente calcolabile sia per singole unità di processo che per l'intera raffineria.</i></p>	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Viene effettivamente utilizzato metano quale combustibile alternativo;</p> <p>Lo scrubber per il lavaggio del RFG consente un'ulteriore diminuzione della concentrazione di bolla, anche in anni di esercizio con forte utilizzo di combustibile liquido (combustibile interno).</p>	<p><i>Aumentare la proporzione di combustibile pulito utilizzato. Questo può essere fatto tramite una adeguata combinazione di:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>massimizzazione dell'uso del gas combustibile da raffineria (RFG) con basso contenuto di H₂S (20 – 150 mg/Nm³ dal trattamento ammine);</i> - <i>bilancio e controllo del sistema RFG entro limiti di pressione adeguati per dare flessibilità al sistema, con integrazioni disponibili da fonti senza zolfo come GPL e gas naturale;</i> - <i>uso di controlli all'avanguardia per ottimizzare le performance del sistema RFG;</i> - <i>usare la torcia per bruciare RFG solo in condizioni di avviamento/fermata/anomalia/emergenza. Durante condizioni di normale operatività utilizzare in modo costruttivo l'RFG, inclusa la vendita;</i> - <i>upgrading e pulizia del combustibile pesante usato in raffineria ad uno liquido a basso tenore di zolfo. Come citato nella sezione relativa alle emissioni di SO₂, l'abbattimento delle</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>

		<i>emissioni dopo la combustione di combustibile liquido è considerata una BAT.</i>	
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Le emissioni di CO₂ sono monitorate nell'ambito delle attività di cui alla Direttiva 2003/87/CE del 13/10/2003 che ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e ai decreti di recepimento a livello nazionale.</p> <p>Come combustibile alternativo a quello interno viene utilizzato metano.</p>	<p><i>Ridurre le emissioni di CO₂ tramite:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>aumento dell'efficienza energetica della raffineria;</i> • <i>aumento dell'uso di combustibili gassosi che hanno alti rapporti idrogeno/carbonio.</i> 	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Per controllare l'efficienza di combustione, attualmente sul forno di processo F102/a è monitorato in continuo il tenore di ossigeno in uscita.</p> <p>In ottemperanza a quanto previsto dal Provvedimento di autorizzazione alle emissioni in atmosfera n. 172 del 06/05/09 è in corso di installazione un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni, che riguarderà i parametri Temperatura, Portata, Polveri, NO_x, SO_x, CO, COT, HCl, O₂ e garantirà un corretto monitoraggio del rendimento di combustione e quindi dell'emissione di CO.</p>	<i>Ridurre le emissioni di CO tramite l'applicazione di efficienti tecniche di combustione.</i>	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Le emissioni dai forni di processo ALMA PETROLI negli anni 2004, 2005, 2006, 2007 e 2008 con funzionamento a metano/combustibile liquido, hanno evidenziato concentrazioni di NO_x sempre inferiori a 300 mg/Nm³;</p> <p>Per quanto riguarda le caldaie THERMA e BONO, la media delle concentrazioni rilevate negli anni dal 2004 al 2008 è stata pari a ca. 207 mg/Nm³;</p> <p>Non sono presenti turbine a gas.</p> <p>E' in progetto l'installazione di un impianto a cogenerazione di piccola taglia (inferiore a 3 MW</p>	<p><i>Ridurre le emissioni di NO_x tramite:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>riduzione del consumo di combustibile (aumento dell'efficienza energetica);</i> • <i>sostituendo i bruciatori esistenti con quelli di tipo low-NO_x durante i periodi di fermata più lunghi. Nelle singole applicazioni dovrebbero essere utilizzati, tra i bruciatori adatti, quelli con la minore emissione di NO_x:</i> <ul style="list-style-type: none"> ○ <i>da caldaie e forni che usano combustibile gas: 20 – 150 mg/Nm³ (i valori inferiori sono per il gas naturale e quelli superiori per piccole caldaie con tecniche primarie). Due stati membri suggeriscono che il valore superiore dovrebbe essere 100 mg/Nm³ in quanto può</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>

di potenza termica e 1 MW di potenza elettrica) che utilizzerà un metodo di combustione a miscela magra, che consente di avere concentrazioni ridotte di NOx nei fumi; si sottolinea inoltre che tale cogeneratore utilizzerà metano come combustibile, il quale è riconosciuto come combustibile a basso contenuto di azoto.

essere raggiunto con l'implementazione di tecniche primarie e SCR) applicando una combinazione appropriata di:

- *forni/caldaie con alta efficienza termica e buoni sistemi di controllo (es. monitoraggio dell'O₂);*
- *tecniche a bruciatori low-NO_x,*
- *ricircolo del gas di scarico nelle caldaie;*
- *tecniche di post-combustione;*
- *SCR/SNCR con combustibili liquidi più pesanti del gasolio. Lo slip di ammoniaca da considerare nell'uso di SCR è 2-5 mg/Nm³. il valore inferiore è raggiungibile con i nuovi catalizzatori e tipicamente lo slip aumenta con la vita del catalizzatore.;*

Uno stato membro suggerisce che piccoli forni (< 50 MW) possono raggiungere 200 mg/Nm³ e che per grandi forni/caldaie (> 50 MW) l'installazione di SCR è giustificata e potrebbero essere raggiunti valori < 100 mg/Nm³. Uno stato membro suggerisce un valore di 200- 400 mg/Nm³ (a causa del contenuto di azoto del combustibile) applicando una combinazione di:

- *combustibili a basso contenuto di azoto (accompagnato da un basso contenuto di zolfo);*
- *bruciatori low-NO_x;*
- *ricircolo del gas di scarico nelle caldaie;*
- *tecniche di post-combustione;*
- *SCR/SNCR con combustibili liquidi più pesanti del gasolio. Lo slip di ammoniaca da considerare nell'uso di SCR è 2-5 mg/Nm³. il valore inferiore è raggiungibile con i nuovi catalizzatori e tipicamente lo slip aumenta con la vita del catalizzatore.;*
- *da caldaie e forni che usano combustibile liquido : 55- 300 mg/Nm³ (i valori inferiori sono relativi solo alle caldaie con SCR e quelli superiori per piccole caldaie con tecniche primarie);*
- *da turbine a gas : 20 – 75 mg/Nm³ a 15% di O₂ (i valori inferiori sono relativi al gas naturale e quelli superiori per piccole turbine a gas e RFG). Uno stato membro suggerisce che il valore superiore*

		<p>dovrebbe essere 35 mg/Nm³ attraverso tecniche primarie e SCR applicando una combinazione appropriata di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • iniezione di diluenti; • combustori low-NOX a secco; • SCR. Lo slip di ammoniaca da considerare nell'uso di SCR è 2-5 mg/Nm³. il valore inferiore è raggiungibile con i nuovi catalizzatori e tipicamente lo slip aumenta con la vita del catalizzatore. 	
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>Gli autocontrolli effettuati sulle emissioni delle caldaie e dei forni di processo negli anni dal 2004 al 2008 hanno evidenziato concentrazioni di Polveri sempre inferiori a 20 mg/Nm³.</p>	<p>Ridurre le emissioni di particolato (il particolato da forni a combustibile liquido contiene Ni, V) a 5 – 20 mg/Nm³ applicando un'adeguata combinazione di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • riduzione del consumo di combustibile (aumento dell'efficienza energetica); • massimizzazione dell'uso di gas e combustibili liquidi a basso contenuto di ceneri; • atomizzazione dei combustibili liquidi tramite vapori; • ESP o filtri per i gas in uscita dai forni e dalle caldaie quando viene utilizzato combustibile pesante. Uno stato membro suggerisce che il range dovrebbe essere 30-50 mg/Nm³ perché tali valori sono riferiti ad un abbattimento del 95%. Il fondamento tecnico per il range 5-50 è che tale range è coerente con tutti i range riportati nel Cap. 4 del BRef. 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>E' stato installato uno scrubber a soda per ridurre la percentuale di H₂S presente nella corrente di off-gas alimentata alla camera di combustione. Il sistema garantisce una resa di abbattimento dell'H₂S superiore al 90% e permette quindi un maggiore controllo delle emissioni di SO_x, che nella raffineria Alma Petroli erano fortemente influenzate dalla combustione degli off-gas.</p> <p>L'installazione del cogeneratore in progetto produrrà emissioni di SO_x del tutto trascurabili nell'ambito della raffineria Alma Petroli in quanto</p>	<p>Ridurre le emissioni di SO₂:</p> <ul style="list-style-type: none"> • tramite riduzione del consumo di combustibile (aumentando l'efficienza energetica); • da processi di combustione (caldaie, forni, turbine a gas): <ul style="list-style-type: none"> ○ aumentando la proporzione di combustibili puliti utilizzati (a combustibili con basso tenore di zolfo, a gasolio e infine a gas); ○ a 5–20 mg SO₂/Nm³ quando viene usato gas come combustibile pulendo il gas di raffineria (20–150 mg H₂S/Nm³) includendo un monitoraggio del contenuto di zolfo nel gas combustibile. Riferirsi alle diverse possibilità sulla concentrazione dell'H₂S nelle BAT per il gas combustibile della raffineria; 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>

	sarà utilizzato quale combustibile il metano, avente un contenuto di composti solforati del tutto residuale.	<ul style="list-style-type: none"> o <i>ottenendo un valore medio di emissione di 50 – 850 mg SO₂/Nm³ (il valore inferiore è per l'implementazione dell'FGD e per una spinta idrodesolforazione di tutti i combustibili liquidi) per tutte le emissioni della raffineria da combustibili liquidi, applicando un'adeguata combinazione di:</i> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>idrodesolforazione della necessaria quantità di combustibile liquido;</i> ▪ <i>applicando la desolforazione alla corrente di gas trattato. Questa tecnica è più sostenibile economicamente in forni e caldaie di grandi dimensioni.</i> 	
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	L'acqua di condensa è tutta riutilizzata attraverso 3 stazioni di pompaggio dedicate.	<p><i>Ridurre l'utilizzo di acqua tramite:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>riutilizzo dell'acqua condensata come acqua di alimentazione del de-areator. Quando l'acqua condensata e il de-areator sono situati lontani, la loro integrazione non è sempre economicamente vantaggiosa;</i> • <i>preriscaldamento dell'acqua di alimentazione della caldaia con il calore residuo. Dove l'acqua di alimentazione della caldaia e il calore residuo sono situati lontani, la loro integrazione è a volte troppo costosa rispetto ai benefici ambientali ottenibili.</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 10</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 137 – 138</p>

NOTE SUL CONSUMO ENERGETICO:

A livello generale, a seguito di alcuni interventi manutentivi è diminuito il consumo energetico globale dello stabilimento in quanto:

- *è stato sostituito il treno di preriscaldamento del forno di processo F102/A, tale operazione dovrebbe aumentare il rendimento energetico del forno del 6-7%. È in previsione un test run del forno per verificare tale miglioramento;*
- *sono state sostituite le pompe principali di impianto con pompe ad inverter;*
- *è stato modificato il sistema di riscaldamento a olio diatermico dei serbatoi di bitume: ora ci sono 2 circuiti separati: uno a O.D. che utilizzato alla sua Tmax=270°C solo nella linea primaria nei pressi dell'impianto, l'altro secondario a T=200°C verso lo stoccaggio nei serbatoi. Si ottiene così una diminuzione della Temperatura dell'olio diatermico con una conseguente riduzione della dispersione e del consumo energetico;*
- *in collaborazione con ENI è stato effettuato un controllo della combustione delle caldaie al fine di ottimizzarne l'efficienza di combustione.*

Sono inoltre previsti altri interventi mirati a ridurre i consumi energetici che è possibile elencare di seguito:

- *sostituzione delle pompe attuali presenti al nuovo carico bitumi con altre pompe dotate di inverter;*
- *verifica delle altre strozzature d'impianto e se necessario sostituzione con pompe dotate di inverter;*

- dal punto di vista elettrico, installazione di un sistema elettronico di gestione della tensione erogata alle lampade presenti nelle torri faro, con diminuzione della tensione da 220 a 180V, mantenendo però costante la luminosità, e un risparmio energetico stimato nel 30% del totale attualmente consumato per le torri faro.

L'installazione dell'impianto di cogenerazione consentirà le seguenti opportunità nello sfruttamento dell'energia termica:

- preriscaldamento della corrente di acqua di reintegro al degasatore di 10-15°C, che si traduce in un risparmio di vapore in ingresso al degasatore;
- implementazione di una linea di riscaldamento dei serbatoi S4, S5, S6, S8, S9, S110 e S11 ad acqua calda a 85°C al posto dell'attuale riscaldamento a vapore, permettendo un decremento del consumo di vapore stesso in raffineria;
- produzione di vapore, privilegiato rispetto al vapore prodotto nelle caldaie, aumentando l'efficienza della raffineria.

19. BAT per le unità di distillazione primaria

1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<ul style="list-style-type: none"> • L'unità di distillazione primaria di ALMA PETROLI è sostanzialmente costituita dalla colonna di distillazione atmosferica e da quella di vacuum integrate; con la presenza di scambiatori di calore che consentono il recupero energetico dai distillati e dai fondi colonna ad alta temperatura e trasferiscono il calore al greggio caricato in impianto; • Sono presenti 2 pumparound dalla colonna di vuoto ed 1 da quella atmosferica; entrambi scambiano calore con il greggio in ingresso. Tutti gli stripper lavorano invece con calore vivo. 	<p><i>Massimizzare l'integrazione di calore scegliendo tra:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>progettazione di unità altamente integrate (es. distillazione progressiva);</i> • <i>aumento dell' integrazione di calore nella colonna di distillazione di greggio atmosferica con l'unità sottovuoto o con altre unità di processo. Alcune tecniche possono essere:</i> <ul style="list-style-type: none"> o <i>applicazione di analisi di ottimizzazione dell'energia al treno di preriscaldamento del greggio;</i> o <i>aumentare i pumparounds nella colonna di distillazione del greggio. Reboiling sidestrippers col greggio per il trasferimento del calore piuttosto che con lo stripping a vapore.</i> 	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 19</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 141 – 142</p>
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	<p>L'impianto di vuoto è dotato solamente di pompe di vuoto ad anello liquido e l'acqua di tenuta è ricircolata.</p>	<p><i>Massimizzare l'uso di pompe a vuoto con anello liquido a condensatori e di condensatori a superficie al posto di alcuni stage steam jet ejectors in testa alla torre sottovuoto. Specialmente applicabile all'ultimo stadio sottovuoto che dà i maggiori benefici ambientali, evitando la contaminazione dell'acqua. Minimizzare flusso di reflui e il trasferimento di sostanze pericolose dalle pompe sottovuoto applicando tecniche di ricircolo acqua.</i></p>	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 19</p> <p>LG di settore – par. H pagg. 141 – 142</p>
1.1-1.2-1.3-1.4	<ul style="list-style-type: none"> • È in corso di implementazione un revamping 	<p><i>Applicare un controllo di processo avanzato per ottimizzare</i></p>	<p>BREF Mineral</p>

1.5-1.6-1.7-1.8	del forno di processo F102/A che consentirà il recupero termico fumi/aria comburente.	<i>l'utilizzazione dell'energia.</i>	Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 19 LG di settore – par. H pagg. 141 – 142
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	Tutti gli slop di raffineria sono riprocessati	<i>Usare unità di distillazione del greggio come alternativa per riprocessare lo slop. Questa tecnica può generare problemi nel desalter o sporcare gli scambiatori di calore.</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 19
23. BAT per i trattamenti dei gas di scarico (del quale potrebbe essere potenzialmente applicabile ad ALMA PETROLI solamente quanto di seguito riportato)			
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	Non sono presenti unità per il trattamento delle ammine. La BAT Non è Applicabile.	<i>È considerato BAT per il trattamento delle ammine: [...]</i>	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 23 LG di settore – par. H pag. 143
1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8	È presente uno scrubber a idrossido di sodio installato al fine di ridurre la percentuale di H ₂ S presente nella corrente alimentata alle camere di combustione (avente un'efficienza di abbattimento superiore al 99%)	<i>È considerato BAT per le unità di recupero dello zolfo:</i> <ul style="list-style-type: none"> <i>applicare alternativamente tecniche di recupero/rimozione di H₂S/SO₂ (es. iron chelating, estrazione di solventi, adsorbimento a idrossido di sodio, adsorbimento "molecolare") in quelle installazioni dove la produzione di H₂S è bassa (< 2 t di zolfo al giorno se l'incenerimento è accettabile). Queste tecniche hanno importanti risvolti cross-media come la produzione di rifiuti e il consumo di energia. Questa BAT è particolarmente importante nelle raffinerie per la produzione di lubrificante, in quelle per la produzione di bitume e negli impianti a gas naturale.</i> 	BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 23 LG di settore – par. H pag. 143
1.1-1.2-1.3-1.4	In raffineria è presente una candela, il cui scopo	<i>È considerato BAT per le torce:</i>	BREF Mineral

1.5-1.6-1.7-1.8	<p>è di bruciare gli off-gas normalmente destinati ai forni di processo solo in caso di avvio, arresto o di malfunzionamenti.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Usare la torcia come un sistema di sicurezza avvio, fermata ed emergenze).</i> • <i>Garantire operazioni affidabili e senza presenza di fumo.</i> • <i>Minimizzare l'utilizzo della torcia tramite un'adeguata combinazione di:</i> <ul style="list-style-type: none"> - <i>bilancio del sistema di gas combustibile della raffineria;</i> - <i>installazione di un sistema di recupero dei gas;</i> - <i>uso di valvole di sicurezza ad alta integrità;</i> - <i>applicazione di un controllo di processo avanzato</i> • <i>Riduzione dei gas diretti alla torcia tramite buone pratiche di gestione e mantenimento</i> 	<p>Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 23</p> <p>LG di settore – par. H pag. 147</p>
<p>24. BAT per i trattamenti delle acque di scarico</p>			
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Si veda il confronto relativo alle BAT generali</p>	<p><i>Vedere la sezione sulle BAT generali</i></p>	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 24</p>
<p>25. BAT per la gestione dei rifiuti solidi</p>			
<p>1.1-1.2-1.3-1.4 1.5-1.6-1.7-1.8 2-3-4-5</p>	<p>Si veda il confronto relativo alle BAT generali</p>	<p><i>Vedere la sezione sulle BAT generali</i></p>	<p>BREF Mineral Oil and Gas Refinery – cap. 5.2 – p.to 25</p>

D.3.2. Verifica di conformità dei criteri di soddisfazione

Criteri di soddisfazione	Livelli di soddisfazione	Conforme
Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD	Adozione di tecniche indicate nelle linee guida di settore o in altre linee guida o documenti comunque pertinenti	SI
	Priorità a tecniche di processo	SI (*)
	Sistema di gestione ambientale	SI
Assenza di fenomeni di inquinamento significativi	Emissioni aria: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA (1)	SI
	Emissioni acqua: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
	Rumore: immissioni conseguenti <u>soddisfacenti</u> rispetto SQA	SI
Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti	Produzione specifica di rifiuti confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili	(**)
	Adozione di tecniche indicate nella LG sui rifiuti	(**)
Utilizzo efficiente dell'energia	Consumo energetico confrontabile con prestazioni indicate nelle LG di settore applicabili	(**)
	Adozione di tecniche indicate nella LG sull'efficienza energetica (se presente)	SI
	Adozione di tecniche di <i>energy management</i>	SI
Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze	Livello di rischio accettabile per tutti gli incidenti	SI
Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività		SI
(*) il criterio è soddisfatto in quanto le tecniche adottate in ogni fase rilevante sono apparse conformi a quanto previsto dal BREF di riferimento. (**) si veda quanto riportato nella sezione D.3.3		

(1) Ulteriori indicazioni saranno fornite all'interno dell'aggiornamento dell'Allegato D6, che sarà consegnato entro il 31/03/09.

D.3.3. Risultati e commenti

La verifica condotta per ALMA PETROLI ed i cui risultati sono riportati in tabella D.3.2, ha evidenziato una sostanziale conformità dell'impianto ai criteri di soddisfazione sopra riportati.

Si ritiene opportuno riportare, per ciascun criterio di soddisfazione, alcune considerazioni:

Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD

L'analisi della raffineria ALMA PETROLI rispetto alle indicazioni del BREF comunitario di riferimento ("Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries – February 2003") non ha evidenziato necessità di adeguamento degli impianti, benché siano state individuate alcune possibilità ed opportunità di miglioramento di tipo gestionale.

In riferimento alla tabella precedente D.3, di seguito sono elencate le azioni che ALMA PETROLI intende intraprendere al fine di migliorare il livello di conformità alle BAT previste dal BREF di settore e soddisfare pienamente il criterio "Prevenzione dell'inquinamento mediante MTD".

✓ BAT per il corretto mantenimento dell'impianto e la gestione ambientale:

- a) Predisposizione, nell'ambito delle attività del SGA, di un rapporto annuale sul bilancio di massa dello zolfo in emissioni;
- b) Per la predisposizione del bilancio, sarà migliorato l'attuale controllo di processo relativo alla misura della portata degli off-gas in ingresso alla combustione. Sarà infatti effettuata una taratura della flangia calibrata utilizzata per la misura della portata degli off-gas, che consentirà di rafforzare l'attendibilità delle rilevazioni effettuate.
- c) Ottemperando ad un adeguamento indicato nella domanda di AIA dell'anno 2006, tutti gli strumenti di misura significativi nell'ambito del controllo di processo sono stati inseriti nel Piano delle manutenzioni preventive (QAS-MUT-P2-A1), parte integrante del Sistema di gestione qualità e ambiente.

✓ BAT per la gestione di rifiuti solidi

- d) Ottemperando ad un adeguamento indicato nella domanda di AIA dell'anno 2006 è stata adottata una specifica procedura (QAS-MUT-P2) del Sistema di gestione qualità e ambiente relativa alla "Elaborazione e gestione del Piano di manutenzione preventiva", cui è correlato il Piano degli interventi di manutenzione preventiva (QAS-MUT-P2-A1).
- e) Procedendo secondo quanto indicato nella domanda di AIA dell'anno 2006, è proseguita l'esecuzione di uno specifico Piano di pavimentazione dei bacini di contenimento dei serbatoi. Attualmente sono da terminare i lavori di pavimentazione dei bacini sei serbatoi da 102 a 105 e 5 e 6. È prevista l'ultimazione di tali interventi entro il 31/12/2011.

✓ **BAT per il sistema energetico**

- f) Recupero di calore dalla fase di produzione bitume, ottenibile producendo vapore dallo scambio di calore tra una corrente di acque oleose e il bitume prodotto a temperatura pari a ca. 180 °C.

Assenza di fenomeni di inquinamento significativi

Il criterio risulta soddisfatto. Si rimanda alle relazioni tecniche riportate negli allegati D.6, D.7 e D.8 per il calcolo delle immissioni nell'ambiente ed il confronto con gli standard di qualità ambientale (SQA).

Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti

La gestione e lo smaltimento dei rifiuti prodotti avviene secondo specifiche procedure emanate all'interno del Sistema di Gestione Integrato Qualità-Ambiente (A-GES-P-2) e nel rispetto della normativa vigente; inoltre sono rigorosamente controllati e monitorati il trasporto e lo smaltimento finale, che vengono eseguiti da aziende specializzate e autorizzate.

Parte dei rifiuti prodotti nelle varie aree della raffineria vengono recuperati e reimmessi nel processo (es: sfridi di bitume, oli, ecc.), parte sono raccolti e portati presso i depositi temporanei, eventualmente con l'ausilio di mezzi meccanici. Gli altri rifiuti non derivanti dal ciclo produttivo o gli imballaggi, tra cui plastica e vetro, sono gestiti in raffineria con l'utilizzo di appositi contenitori segnalati.

Alla luce di quanto detto, delle valutazioni condotte relativamente al posizionamento rispetto alle BAT (Cfr. tabella D.3 – BAT per la gestione dei rifiuti) ed anche delle azioni di miglioramento previste al punto 1 (procedura di manutenzione preventiva e pavimentazione dei bacini), si rileva una sostanziale conformità al criterio di soddisfazione in oggetto.

Utilizzo efficiente dell'energia

Il criterio risulta soddisfatto. Si veda quanto riportato relativamente alla conformità dell'impianto con le BAT relative alla gestione energetica. Si veda anche quanto riportato nell'Allegato B18 relativamente all'utilizzo di combustibili, da cui si evince che la raffineria Alma Petroli è pienamente in linea con la media delle raffinerie italiane dal punto di vista dell'efficienza nello sfruttamento dell'energia associata ai combustibili utilizzati.

Adozione di misure per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze

Il criterio risulta soddisfatto. Si rimanda alla relazione tecnica riportata in allegato D.11.

Condizioni di ripristino del sito al momento di cessazione dell'attività

Pur non intravedendo all'oggi alcuna motivazione per un'eventuale cessazione delle attività, Alma Petroli si impegna ad evitare qualsiasi rischio di inquinamento e a ripristinare il sito ai sensi della normativa vigente in caso di cessazione delle proprie attività.