



ERG Nuove Centrali S.p.A.
Priolo Gargallo (SR)
Rel. T50097/7024

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ERG Nuove Centrali Impianti Nord

**ALLEGATO D15 – RELAZIONE SULLA SOLUZIONE MTD
SODDISFACENTE (GAP ANALYSIS)**

INDICE

1.	INDIVIDUAZIONE E DESCRIZIONE DEL COMPLESSO.....	1
2.	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	2
3.	NUOVO ASSETTO DEL COMPLESSO.....	3
4.	INDIVIDUAZIONE DELLE BREF	5
5.	BAT APPLICABILI, GAP ANALYSIS, INTERVENTI DI ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO PROPOSTI	6

1. INDIVIDUAZIONE E DESCRIZIONE DEL COMPLESSO

ERG Nuove Centrali Impianti Nord (Complesso) di Priolo Gargallo (SR) è di proprietà di ERG Nuove Centrali S.p.A. ed è sita a Priolo Gargallo (SR).

Ai sensi dell'Allegato 1 del D.Lgs. 59/05 il Complesso ricade, per quanto riguarda l'attività energetica, nella categoria 1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW. Il Complesso ha una potenza termica di combustione, intesa come potenza termica al focolare, pari a 1286 MWt e pertanto, ai sensi dell'Allegato V del medesimo Decreto, è soggetto ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) statale.

Il Complesso è situato all'interno del comprensorio industriale (stabilimento) di Priolo, Melilli e Augusta che è autorizzato all'esercizio dall'Assessorato Industria della Regione Sicilia con D.A. n. 140 del 18/02/97 con validità pari a 20 anni decorrenti dal 21/05/93.

Lo stabilimento all'interno del quale è ubicato il Complesso include la Raffineria Nord di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. (Raffineria), Polimeri Europa S.p.A., Syndial S.p.A., Air Liquide Sicilia ed Eni S.p.A.

Il Complesso è costituito da una centrale termoelettrica a condensazione (CTE), ed una centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord).

All'interno dell'area in cui sorge l'impianto SA1/Nord sono ubicati l'impianto di produzione di acqua demineralizzata (SA9) e la sottostazione elettrica SS2.

All'interno dell'area dell'impianto CTE è ubicata la sottostazione elettrica SS3.

Gli impianti CTE e SA1/Nord sono fisicamente separati e distanti circa 2 km l'uno dall'altro; in particolare la CTE risulta a valle flusso del canale "Vallone della Neve", utilizzato dal Complesso e dagli altri impianti dello stabilimento per attingere e scaricare le acque di raffreddamento.

Le attività del Complesso sono strettamente connesse a quelle della Raffineria, in quanto i combustibili, necessari al funzionamento delle centrali termiche, sono forniti dalla Raffineria, che riceve in cambio energia sotto forma di vapore ed elettricità ed acqua demineralizzata.

Inoltre, il vapore, l'elettricità e l'acqua demineralizzata prodotti sono utilizzati da altri impianti dello stabilimento (una quota dell'energia elettrica è anche ceduta ad Enel).

Oltre alle aree delle due centrali termiche, le seguenti altre aree fanno parte del Complesso:

- area di deposito temporaneo dei rifiuti (di proprietà ERG, data in comodato d'uso al Complesso);

- area con 2 vasche di ispessimento fanghi, a circa 250 m ad ovest di SA1/Nord;
- sottostazione elettrica SS1, a circa 1,3 km a sud di CTE.

2. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

La centrale termoelettrica a condensazione (CTE) e la centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord) sono costituite da 3 gruppi termoelettrici ciascuna (CT1, CT2 e CT3 per la CTE, SA1/Nord 1, SA1/Nord 2 ed SA1/Nord 3 per la SA1/Nord).

Ciascun gruppo termoelettrico (a condensazione ed a contropressione) è costituito da una caldaia per la produzione di vapore surriscaldato ed una turbina, accoppiata ad un alternatore, raffreddato ad idrogeno (ad eccezione di SA1/N 1-2), per l'espansione del vapore e conseguente produzione di energia elettrica.

La differenza sostanziale tra la CTE e la SA1/Nord è la presenza, per la prima, di un condensatore di raccolta del vapore espanso all'interno della turbina.

Le trasformazioni energetiche che si verificano all'interno delle centrali termoelettriche sono le seguenti:

- trasformazione dell'energia termica del combustibile in energia entalpica del vapore nella caldaia;
- trasformazione del salto entalpico del vapore in energia meccanica nella turbina;
- trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica nell'alternatore.

Le trasformazioni termodinamiche sono, nell'ordine:

- vaporizzazione dell'acqua di alimento a temperatura e pressione costante nell'evaporatore;
- surriscaldamento a pressione costante del vapore saturo secco nei surriscaldatori;
- espansione del vapore nel corpo di alta pressione della turbina;
- risurriscaldamento in caldaia del vapore spillato dal corpo ad alta pressione della turbina (solo CT 1-2-3);
- espansione del vapore nel corpo di media e bassa pressione della turbina;
- condensazione del vapore nel condensatore (solo CTE);

- preriscaldamento del condensato, a spese del calore degli spillamenti, nei preriscaldatori e preriscaldamento dell'acqua alimento a spese del calore dei fumi nell'economizzatore.

In aggiunta alle unità di processo, il Complesso include le seguenti unità ausiliarie:

- impianto per la produzione di acqua demineralizzata (SA9);
- rete di distribuzione dell'energia elettrica, costituita dalle sottostazioni elettriche SS1, SS2 ed SS3 e cabine elettriche, alcune di proprietà, altre solamente gestite per conto della Raffineria.

3. NUOVO ASSETTO DEL COMPLESSO

Ai sensi di quanto riportato nel D.R.S. n. 2258 del 12 ottobre 2005 il Complesso è stato autorizzato ad eseguire le seguenti modifiche:

- dismettere i tre gruppi della centrale termica a condensazione CTE, della potenza termica di 613 MWt complessivi, e successivamente smantellarli;
- mettere in esercizio la nuova centrale termica a ciclo combinato (CCGT), costituita da due gruppi (CT1 e CT2) alimentati a gas naturale, della potenza termica di 868,4 MWt complessivi;
- esercire il gruppo 3 della centrale termica a contropressione SA1/Nord 3 della potenza termica di 325 MWt;
- mettere fuori servizio il gruppo 2 della centrale termica a contropressione (SA1/Nord 2) della potenza termica di 209 MWt;
- mettere in riserva fredda il gruppo 1 della centrale termica a contropressione (SA1/Nord 1) della potenza termica di 139 MWt; tale gruppo potrà entrare in funzione solo durante i periodi di fuori servizio per manutenzione ordinaria e straordinaria del SA1/Nord 3 o di uno dei due gruppi del CCGT.

Inoltre il Complesso è stato autorizzato ad eseguire le suddette modifiche alle seguenti condizioni:

- il CCGT dovrà utilizzare esclusivamente gas naturale come combustibile;
- i sistemi di combustione del CCGT dovranno adottare le migliori tecniche disponibili (BAT);
- non dovranno essere superati i seguenti limiti di concentrazione nelle emissioni in atmosfera:

- 1 NO_x: 40 mg/Nm³ (media oraria), 30 mg/Nm³ (media giornaliera, in condizioni di esercizio degli impianti superiori al 70% della potenza nominale)
 - 2 CO: 30 mg/Nm³ (media giornaliera).
- dovrà essere installato un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini ai sensi di quanto previsto dal DM 21/12/1995;
 - il Complesso dovrà concordare con gli enti competenti un programma di monitoraggio della qualità dell'aria ai sensi del DM 60/2002 (centraline di monitoraggio in continuo di SO_x, NO_x, CO, polveri fini e composti organici volatili "COV");
 - prima dell'entrata in funzione dei nuovi impianti, il Complesso dovrà eseguire un nuovo rilievo fonometrico in corrispondenza dei recettori sensibili;
 - lo smantellamento degli impianti esistenti dovrà essere conforme ad un piano concordato con le autorità;
 - il Complesso dovrà presentare un piano di massima relativo al destino dei manufatti della nuova centrale CCGT, a seguito della futura dismissione, e dovranno essere indicati gli interventi di ripristino dell'area.

Oltre alle modifiche oggetto dell'autorizzazione D.R.S. n. 2258, il nuovo assetto del Complesso comporterà i seguenti ulteriori cambiamenti:

- installazione di una nuova vasca di equalizzazione all'interno dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata SA9;
- costruzione di un nuovo gasdotto, derivato dalla rete gas di SNAM, per l'approvvigionamento di gas naturale al CCGT;
- connessione elettrica del CCGT alla rete 150 kV esistente e realizzazione di una nuova stazione di smistamento a 380 kV;
- modifiche all'elettrodotto esistente (nuova stazione di smistamento e raccordo a 380 kV).

I lavori sull'unità SA1/Nord 3 saranno eseguiti in parallelo alla costruzione del nuovo CCGT. La messa in esercizio dell'impianto nell'assetto futuro è prevista per la fine di luglio 2008.

4. INDIVIDUAZIONE DELLE BREF

Con riferimento al Complesso e in considerazione del fatto che i gas combustibili dai 6 generatori a vapore confluiscono in canne fumarie dedicate, i *Reference Document on the Best Available Techniques* (BREF) individuati sono:

- *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP)*, Maggio 2005
- *Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE)*, Maggio 2005.

Nei suddetti documenti di riferimento della Commissione Europea sono raccolte le informazioni inerenti le migliori tecniche disponibili (best available techniques, "BAT") rispettivamente per:

- grandi impianti di combustione
- tecniche di efficienza energetica.

In realtà, mentre il primo dei due documenti rappresenta una vera e propria prima stesura di tutte le migliori tecniche disponibili per l'installazione d'impianti di combustione con potenza al focolare complessiva eccedente i 50 MW, il secondo, più che un documento sulle tecniche di efficienza energetica, è il rapporto di costituzione di un gruppo tecnico di lavoro che si occuperà di questo tema nelle installazioni industriali.

La BREF LCP include:

- l'industria di generazione di potenza
- tutte le industrie che usano combustibili convenzionali (quali combustibili liquidi o gassosi, carbone, biomasse, ecc.)
- tutte quelle industrie dove le unità di combustione non sono coperte da un'altra specifica BREF.

La BREF LCP riguarda inoltre non solo l'unità di combustione in senso stretto ma anche le attività che stanno a monte e a valle di questa e che sono direttamente associate al processo di combustione (pretrattamento del combustibile, emissione di polveri fini, di metalli pesanti, di SO₂, di NO_x, di CO, scarichi d'acqua, rifiuti, ecc.).

5. BAT APPLICABILI, GAP ANALYSIS, INTERVENTI DI ADEGUAMENTO E MIGLIORAMENTO PROPOSTI

Per il calcolo delle efficienze di utilizzazione del combustibile sono stati utilizzati i dati del Complesso relativi all'anno di esercizio 2005 come dichiarati dalla proprietà al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A. (GRTN) e all'U.T.F. ai sensi dell'art. 2, comma 8 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e della Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG) n. 42/02 incrociati con i consumi di olio combustibile (*fuel oil*) e gas di raffineria (*fuel gas*).

I limiti di emissione associati al rispetto delle BAT si riferiscono alla BREF LCP e sono stati confrontati con i dati medi annui del 2005 relativi alla media delle due campagne di misure dirette semestrali.

Dall'analisi della BREF LCP relativa ai grandi impianti di combustione ed in riferimento alla particolare tipologia di centrale (tipologia di alimentazione, prevalentemente olio combustibile), sono state individuate le migliori tecniche disponibili (*Best Available Techniques*, BAT) applicabili.

Le BAT applicabili al Complesso si riferiscono in generale:

- alla corretta gestione del combustibile liquido utilizzato (carico, scarico, stoccaggio e manipolazione)
- alle eventuali emissioni fuggitive di *fuel gas* (gas di raffineria) e gas naturale ed in generale al corretto sistema di approvvigionamento di questi combustibili
- all'ottenimento di un'adeguata efficienza energetica di cogenerazione (energia elettrica più energia termica) e di produzione di energia elettrica attraverso le caldaie esistenti
- all'ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento degli impianti esistenti
- alla prevenzione ed il controllo delle emissioni in aria di polveri, metalli pesanti, SO₂, NO_x, e CO
- al miglioramento della gestione degli scarichi idrici e dei rifiuti.

Dal confronto degli impianti esistenti presenti nel Complesso con le BAT applicabili individuate o con i livelli di efficienza energetica e i livelli di emissione associati a queste in condizioni standard, sono stati individuati i "gap", ovvero gli scostamenti rispetto alle BAT (*GAP ANALYSIS*).

Allo scopo di eliminare i divari rispetto alle BAT rilevate (ovvero per adeguare l'impianto al pieno soddisfacimento delle BAT), o anche semplicemente

per migliorare la situazione esistente, sono stati indicati gli interventi che la proprietà si impegna a realizzare.

Le BAT applicabili individuate per l'intero Complesso, la verifica sulla loro presenza o assenza, la GAP ANALYSIS e gli interventi di adeguamento normativi e miglioramento che ERG Nuove Centrali S.p.A. intende realizzare per il soddisfacimento rispetto alle BAT della proposta impiantistica sono contenuti nella tabella che segue.

Gran parte degli interventi di adeguamento/miglioramento fanno riferimento all'assetto futuro del Complesso che sarà completamente operativo entro la fine del mese di luglio 2008.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione delle acque e del suolo e per garantire più alti livelli di sicurezza		
<p>I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento dovrebbe essere progettato per contenere tutto o parte del volume (dal 50% al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o perlomeno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dei serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento.</p> <p>Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere visibile su <i>display</i> e associato agli allarmi in uso.</p> <p>I serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE</p> <p>Il gruppo CT1¹ è normalmente alimentato a olio combustibile MTZ attraverso il serbatoio DA 700 da 1.500 m³ e a olio combustibile BTZ attraverso il serbatoio DA 305 da 2.000 m³. I serbatoi sono a loro volta alimentati dal parco serbatoi di proprietà della Raffineria (SG12).</p> <p>Il gruppo CT2² è normalmente alimentato a olio combustibile MTZ e a olio combustibile BTZ. Il gruppo CT2 è provvisto di due serbatoi da 200 m³ di alimento dell'olio combustibile DA 2460 e DA 2480, che a loro volta prelevano l'olio dai serbatoi DA 305 e DA 700 del CT1.</p> <p>Il gruppo CT3³ è normalmente alimentato a olio combustibile MTZ e a olio combustibile BTZ, direttamente dai serbatoi DA 700 e DA 305.</p> <p>Oltre ai serbatoi DA 305, DA 700, DA 2460, e DA 2480, per la prima accensione dei gruppi CT1, CT2 e CT3, viene utilizzato gasolio prelevato dal serbatoio DA 307 avente una capacità di 50 m³.</p> <p>Tutti e 5 i serbatoi di combustibile facenti capo alla CTE sono serbatoi cilindrici verticali fuori terra provvisti di bacini di contenimento per la raccolta di liquidi sversati accidentalmente da essi.</p> <p>Il gruppo SA1/Nord 1 è normalmente alimentato da gas di raffineria (<i>fuel gas</i>) depurato dai composti dello zolfo, ma può presentare un'alimentazione mista olio combustibile (MTZ o BTZ) e <i>fuel gas</i> o solo olio combustibile. Il gruppo SA1/Nord 1, allorquando è alimentato a olio combustibile, preleva questo dai serbatoi a corredo del gruppo SA1/Nord 2.</p> <p>Il gruppo SA1/Nord 2 utilizza normalmente olio combustibile MTZ, ma può presentare un'alimentazione mista olio combustibile (MTZ o BTZ) e <i>fuel gas</i>.</p> <p>Il gruppo SA1/Nord 2, e quindi anche il gruppo SA1/Nord 1, è provvisto di 3 serbatoi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il serbatoio D66 per lo stoccaggio di MTZ, da 1.000 m³; - il serbatoio D7 per lo stoccaggio di BTZ, da 500 m³; - il serbatoio D8 per la prima accensione, a gasolio, da 20 m³. <p>Il gruppo SA1/Nord 3 utilizza normalmente olio combustibile MTZ, ma può presentare un'alimentazione mista olio combustibile (MTZ o BTZ) e <i>fuel gas</i> o a solo <i>fuel gas</i>. Il gruppo SA1/Nord 3 è provvisto di 2 serbatoi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il serbatoio D203 A/B per lo stoccaggio di olio combustibile, da 1.000 m³; - il serbatoio D204 per la prima accensione, a gasolio, da 80 m³. <p>Anche per la centrale SA1/Nord, come per la CTE, tutti e 5 i serbatoi sono serbatoi cilindrici verticali fuori terra provvisti di bacini di contenimento per la raccolta di liquidi sversati accidentalmente da essi.</p> <p>I livelli di tutti e 10 i serbatoi, sia i 5 della CTE, sia i 5 della SA1/Nord, sono visibili con il sistema DCS a cui sono associati anche gli allarmi in uso.</p> <p>Il riempimento dei serbatoi avviene secondo apposita procedura ed il sistema DCS segnala automaticamente quando il livello nel serbatoio in fase di carico supera circa il 90%.</p>	<p>Nell'assetto futuro:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i 5 serbatoi facenti capo alla CTE non verranno più utilizzati; - i 3 serbatoi a cui fa capo il gruppo SA1/Nord 1 non verranno normalmente utilizzati in quanto, anche quando si dovesse utilizzare il gruppo SA1/Nord 1 in sostituzione del gruppo SA1/Nord 3, questo verrà alimentato, come è avvenuto in passato, a gas di raffineria (<i>fuel gas</i>); - i serbatoi D203 A/B e D204 saranno normalmente utilizzati poichè a servizio del gruppo SA1/Nord 3. <p>I bacini di contenimento presenti sono adeguati, come volume, a quanto disposto dal DM 31 luglio 1934. in quanto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - per i serbatoi di olio combustibile (cat C) il volume del bacino di contenimento deve essere 1/4 della capacità del serbatoio stesso. - per i serbatoi di gasolio (cat B) il volume del bacino di contenimento deve essere 1/3 della capacità del serbatoio stesso. <p>Pertanto non sono previsti interventi atti ad incrementare le capacità di contenimento dei bacini.</p>

¹ Il gruppo CT1 può essere contemporaneamente alimentato a olio combustibile e a gas di raffineria (*fuel gas*)

² Il gruppo CT2 può essere contemporaneamente alimentato a olio combustibile e a gas di raffineria (*fuel gas*)

³ Il gruppo CT3 può essere contemporaneamente alimentato a olio combustibile e a gas di raffineria (*fuel gas*)

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione delle acque e del suolo e per garantire più alti livelli di sicurezza		
	<p>Il bacino di contenimento del serbatoio D204 (gasolio) è progettato per contenere tutto il volume del serbatoio, gli altri bacini di contenimento, uno per ogni serbatoio, possono contenere il 30% della capacità del serbatoio di riferimento; per tale motivo la BAT si ritiene solo parzialmente presente.</p>	
<p>Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente ed in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto.</p> <p>Se si utilizzano delle tubazioni interrato, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza.</p> <p>Le tubazioni interrato devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).</p>	<p>PRESENTE</p> <p>Le tubazioni contenenti olio combustibile (<i>fuel oil</i>) sono posizionate fuori terra e corrono su una <i>pipe way</i> sopraelevata.</p>	
<p>Devono essere effettuati controlli regolari degli impianti di stoccaggio e delle tubazioni.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>I serbatoi e le linee esistenti vengono verificati con cadenza biennale mediante controlli visivi e non distruttivi.</p>	

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione delle acque e del suolo e per garantire più alti livelli di sicurezza		
<p>Tutte le aree superficiali che potrebbero essere contaminate da uno sversamento causato dallo stoccaggio e/o dalla manipolazione devono essere provviste di sistema di raccolta e trattamento prima dello scarico.</p> <p>Le superfici devono essere impermeabili e devono prevedere sistemi di drenaggio (comprendenti "oil trap")</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE</p> <p>Tutte le aree superficiali contenenti i serbatoi adibiti allo stoccaggio di materie prime, combustibili e sostanze chimiche all'interno del Complesso sono impermeabilizzate e prevedono sistemi di raccolta.</p> <p>La rete degli scarichi idrici del Complesso è integrata alla rete fognaria della Raffineria. Le acque piovane raccolte nell'area degli impianti di CTE sono convogliate in una vasca di raccolta che le rilancia, tramite pompe, ad una condotta della Raffineria a cui affluiscono altri reflui dello stabilimento. La condotta confluisce ad impianto di trattamento (TAS) di proprietà ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. e da qui all'impianto di trattamento consortile (IAS).</p> <p>La vasca di raccolta è provvista di un troppo pieno per lo scarico diretto, in condizioni di emergenza, al Canale 24 (scarico diretto).</p> <p>Il contributo stimato dello scarico indiretto del Complesso rispetto al volume di acqua che entra al TAS è di circa il 2%.</p> <p>Le acque piovane dall'area di SA1/Nord sono raccolte da più pozzetti e da qui sono pompate e trasportate via autobotte al TAS, ad eccezione di un unico pozzetto, ubicato in prossimità del gruppo SA1/Nord 2, da cui l'acqua è pompata allo scarico S2 e da qui alla fogna oleosa di stabilimento.</p> <p>Le acque acide, provenienti dalla rigenerazione delle resine a scambio ionico e dei letti misti, convogliano all'interno di vasche di neutralizzazione (impianto SA9), e da qui, attraverso una condotta interrata in vetro resina allo scarico 328/A. I reflui di lavaggio delle resine a letto misto dell'impianto di affinamento dell'acqua in ingresso alla CTE vengono convogliati allo scarico 24, previo passaggio in una piccola vasca di neutralizzazione.</p> <p>Infine le acque scaricate dal troppo pieno del chiariflocculatore di SA9 sono convogliate allo scarico 325C (Vallone della Neve, scarico diretto).</p> <p>Il Complesso non è provvisto di una rete di raccolta delle acque civili che sono convogliate con le acque piovane agli scarichi a Canale 24 e Vallone della Neve.</p> <p>I combustibili liquidi (olio combustibile e gasolio) sono stoccati all'interno di serbatoi fuori terra provvisti di pozzetti di raccolta di liquidi sversati accidentalmente da essi che vengono spurgati mediante autobotte e inviati a smaltimento.</p>	<p>Attualmente sono in corso lavori per collegare tutti i pozzetti presenti nell'area di SA1/Nord alla fogna oleosa. Questi lavori saranno completati entro luglio 2008.</p> <p>E' in corso di realizzazione a cura di ENI un sistema di raccolta delle acque civili con invio a fogna oleosa e quindi ad IAS.</p>

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione delle acque e del suolo e per garantire più alti livelli di sicurezza		
Lo stoccaggio di calce spenta e calcite deve avvenire in silos chiusi dotati di sistemi di abbattimento delle polveri.	PRESENTE Lo stoccaggio di calce viva, utilizzata in situazioni di emergenza e, una volta miscelata con acqua, come additivo per il chiariflocculatore S201, avviene in un silos di acciaio (D109 A/B) da 80 m ³ , dotato di filtri a calze per l'abbattimento delle polveri. Tali calze, durante l'utilizzo dei sistemi di vibrazioni, impediscono la propagazione di polveri nell'ambiente circostante il serbatoio.	

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di approvvigionamento e manipolazione di combustibili gassosi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione dell'aria, per un uso efficiente delle risorse naturali e per garantire più alti livelli di sicurezza		
<p>Il maggiore contributo alle emissioni fuggitive è dovuto ai composti organici volatili (COV). Una loro riduzione può avvenire attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - un programma di individuazione e riparazione delle perdite (LDAR) secondo protocollo USAEPA 453/95; - Una valutazione periodica delle emissioni di idrocarburi totali; - Utilizzare valvole, flange e pompe a maggiore tenuta (in particolare per i prodotti liquidi con elevata tensione di vapore); - Convogliare le principali sorgenti in torcia; - Ottimizzare il funzionamento della torcia; - Migliorare le condizioni delle aree di stoccaggio (serbatoi). 	<p>PRESENTE Erg Nuove Centrali S.p.A. ha effettuato nel febbraio 2006 una campagna di misura diretta delle emissioni fuggitive di COV da flange, valvole, pompe relative ai gruppi CT3 e SA1/Nord 3. Sulla base dell'esito delle campagne di misura, si individuano i punti di emissione superiori alla soglia fissata e si avviano specifiche attività manutentive ed ispettive.</p>	<p>Erg Nuove Centrali S.p.A. si propone di effettuare un programma di individuazione e riparazione delle perdite (LDAR) ogni anno, attraverso campagne di misura diretta delle emissioni fuggitive di COV da flange, valvole, pompe del Complesso.</p>
<p>Quando la pressione della linea di approvvigionamento della rete gas eccede la pressione d'ingresso alla turbina a gas, il gas deve essere decompresso; questa decompressione può avere luogo in una turbina ad espansione per recuperare una parte dell'energia utilizzata per la compressione⁴</p>	<p>ATTUALMENTE NON APPLICABILE Nel nuovo assetto il gas naturale per alimentare il nuovo CCGT è prelevato dalla Snam Rete Gas ed inviato alle turbine a gas. Il nuovo metanodotto preleva il gas dall'esistente metanodotto Snam Rete Gas n. 838 sull'esistente metanodotto Carcaci – Augusta DN 500 (20”), pressione nominale 75 bar⁵. La nuova condotta è interrata fino alla recinzione del Complesso. Una volta all'interno del Complesso, la linea prosegue interrata e raggiunge la stazione di riduzione della pressione da un minimo garantito di 37 bar a 36 bar. Il gas viene inviato alla cabina di riduzione in quanto la pressione di alimentazione richiesta dalle turbine a gas deve essere regolata intorno ai 30 bar. La stazione di riduzione è costituita da 3 linee, di cui due in marcia normale, ed una stazione di riserva comune. La temperatura del gas naturale viene controllata mediante riscaldatori che garantiscono un surriscaldamento del combustibile di almeno 35°C rispetto al punto di rugiada (<i>dew point</i>) del gas alle condizioni di esercizio. In uscita dalla stazione di riduzione la tubazione prosegue all'interno dello stabilimento fuori terra (per circa 4,5 km) utilizzando trincee o <i>rack</i>, attraversando la ferrovia fino ad arrivare nell'area del nuovo CCGT. In tutte e tre le linee durante l'espansione del gas naturale non viene recuperato il contenuto energetico dato dalla pressurizzazione dei gas combusti in quanto non è garantito un salto di pressione 75-36 bar, ma solo un salto di circa un bar (37-36 bar). La stazione di riduzione attualmente viene utilizzata per regolare la pressione di fornitura ma potrà garantire in futuro la regolazione di salti di pressione maggiore.</p>	<p>Se la pressione garantita da Snam dovesse aumentare sarà presa in considerazione la possibilità di effettuare uno studio sulla sostenibilità economica di realizzare una stazione di decompressione del gas naturale con turbine ad espansione (<i>expander</i>).</p>

⁴ BAT in riferimento all'assetto futuro, ovvero all'approvvigionamento del gas naturale per l'alimentazione del nuovo CCGT.

⁵ La pressione minima di fornitura garantita attualmente dalla rete di Snam Rete Gas è di 37 bar.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT di approvvigionamento e manipolazione di combustibili gassosi e di additivi per ridurre i rischi di contaminazione dell'aria, per un uso efficiente delle risorse naturali e per garantire più alti livelli di sicurezza		
Preriscaldare il combustibile gassoso attraverso il recupero del calore di scarto proveniente dal generatore di vapore o dalle turbine a gas (dai turbogas) ⁶	<p>NON PRESENTE</p> <p>Nel nuovo assetto la temperatura del gas naturale a valle della stazione di decompressione viene controllata mediante riscaldatori che garantiscono un surriscaldamento del combustibile di almeno 35°C rispetto al punto di rugiada (dew point) del gas alle condizioni di esercizio. Tale surriscaldamento è realizzato tramite vapore prelevato dalla rete di bassa pressione dello stabilimento</p> <p>Non è prevista una stazione di preriscaldamento vero e proprio del gas naturale (GN) prima del suo ingresso nelle turbine a gas (TG).</p>	<p>E' stato effettuato uno studio per preriscaldare il gas naturale in prossimità di ciascuna turbina a gas fino a 150°C. Il fluido riscaldante sarebbe consistito in un prelievo di acqua dall'uscita dell'economizzatore di media pressione, a circa 25 barg e 230°C.</p> <p>In termini di costi-benefici, a seguito di tale studio, non si è ritenuto necessario preriscaldare il gas naturale.</p>

⁶ BAT in riferimento all'assetto futuro, ovvero all'approvvigionamento del gas naturale per l'alimentazione del nuovo CCGT.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
<p>Utilizzare un impianto per la cogenerazione di calore e energia elettrica (<i>CHP, Co-generation of heat and power</i>) per incrementare l'efficienza energetica e ridurre l'ammontare di CO₂ rilasciata in atmosfera per unità di energia generata.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>La centrale termoelettrica a condensazione (CTE) e la centrale termoelettrica a contropressione (SA1/Nord) sono costituite da 3 gruppi termoelettrici ciascuna (CT1, CT2 e CT3 per la CTE, SA1/Nord 1, SA1/Nord 2 ed SA1/Nord 3 per la SA1/Nord).</p> <p>Ciascun gruppo termoelettrico (a condensazione ed a contropressione) è costituito da una caldaia per la produzione di vapore surriscaldato ed una turbina, accoppiata ad un alternatore, raffreddato ad idrogeno (ad eccezione di SA1/N 1-2 che sono raffreddate ad aria), per l'espansione del vapore e conseguente produzione di energia elettrica.</p> <p>La CTE ha lo scopo di produrre principalmente energia elettrica e come sottoprodotto vapore per gli usi tecnologici dei vari impianti dello stabilimento petrolchimico di Priolo.</p> <p>La SA1/Nord produce principalmente vapore per gli usi tecnologici dei vari impianti dello stabilimento e come sottoprodotto energia elettrica.</p>	<p>La nuova centrale CTE è costituita da nuovi turbogruppi a ciclo combinato (CCGT) per la produzione di energia elettrica e vapore, alimentati a gas naturale.</p> <p>La sostituzione dei vecchi impianti (CTE) con il CCGT a più alta efficienza ha lo scopo di favorire il risparmio energetico e di incrementare l'affidabilità nelle forniture di vapore ed energia elettrica alla Raffineria.</p> <p>La realizzazione del progetto comporta i seguenti vantaggi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - maggiore flessibilità dell'impianto, in quanto il CCGT è costituito da 2 blocchi indipendenti tra loro; - maggiore rendimento in assetto cogenerativo e massima produzione elettrica a piena condensazione; - a fronte di una riduzione della potenza termica complessiva installata, è incrementata la potenza elettrica e, conseguentemente, la produzione di energia elettrica. <p>Il CCGT comporta una riduzione delle emissioni in atmosfera, per cui l'intervento si configura come un potenziamento con risanamento ambientale.</p> <p>Il CCGT è progettato principalmente per fornire energia elettrica e vapore allo stabilimento ed esportare l'energia elettrica prodotta in eccesso sul mercato nazionale.</p> <p>Ai sensi della delibera n. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, la fornitura di vapore allo stabilimento consente di classificare il nuovo impianto come cogenerativo.</p> <p>Sull'unità termica SA1/Nord 3 sono previsti il miglioramento delle prestazioni ambientali ("ambientalizzazione") della caldaia, per ridurre le emissioni in atmosfera (SO₂, NO_x e polveri) e raggiungere i limiti della direttiva europea 2001/80/CE sui grandi impianti di combustione (per NO_x e polveri⁷) ed il ripristino delle prestazioni originali della caldaia.</p> <p>L'unità SA1/Nord 3 è pensata per funzionare in modo coordinato con il nuovo CCGT, per ottimizzare il ritorno economico derivante dalla vendita di energia elettrica.</p> <p>La nuova SA1/ Nord 3 è chiamata ad assolvere le seguenti funzioni:</p> <ul style="list-style-type: none"> -fornire tutto il vapore necessario alla Raffineria fino a quando l'unità CCGT non sarà in esercizio commerciale; -fornire la maggior parte del vapore necessario alla Raffineria nel caso in cui l'unità CCGT sia fuori servizio; -integrare la quantità di vapore fornita alla Raffineria nei periodi in cui l'unità CCGT deve massimizzare la produzione di energia elettrica riducendo la quantità di vapore prodotta. <p>L'energia elettrica prodotta dal gruppo SA1/Nord 3 si ridurrà proporzionalmente alla portata di vapore prodotta. Tuttavia l'intero Complesso nell'assetto futuro presenterà, rispetto a prima, un carattere maggiormente cogenerativo in quanto non si dedicherà una centrale prevalentemente alla produzione di energia elettrica e l'altra prevalentemente alla produzione di energia termica, ma il nuovo CCGT, oltre a produrre un'eccedenza di energia elettrica rispetto al fabbisogno del comprensorio industriale (stabilimento), che verrà ceduta alla rete elettrica nazionale, produrrà anche la maggior parte del vapore necessario allo stabilimento stesso, a meno della quota parte prodotta dal gruppo SA1/Nord 3, con eccellenti effetti exergetici (si veda il punto successivo).</p>

⁷ Per gli SO₂ il revamping sarà tale da rispettare il limite di 1460 mg/Nm³ e non il limite della direttiva europea 2001/80/CE

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
<p>Ricerca la massima efficienza exergetica del processo di combustione.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE La centrale CTE, sebbene di vecchia concezione e non a ciclo combinato, è stata progettata e pensata a suo tempo per produrre la massima energia possibile tra energia elettrica ed energia termica ad alta temperatura. In questo senso l'impianto, pur essendo classificabile come impianto di cogenerazione secondo la normativa italiana (produce e cede vapore a tutto lo stabilimento), è pensato per ricercare la massima efficienza exergetica del processo di combustione. Le turbine a vapore esistenti, del tipo a condensazione e spillamento controllato del vapore, e l'espansione del vapore ottenuta in tre stadi, garantiscono inoltre un ulteriore incremento dell'efficienza di produzione dell'energia elettrica (rendimento massimo della turbina in funzione dello spillamento controllato). La centrale SA1/Nord, invece, è stata utilizzata per soddisfare in primo luogo il fabbisogno di vapore per gli usi di processo dello stabilimento. E' previsto un ciclo di manutenzioni periodiche che garantiscono la piena efficienza del sistema.</p>	<p>Il nuovo CCGT in luogo della vecchia CTE è pensato per massimizzare la produzione di energia elettrica come descritto al punto precedente e pertanto realizzerà un'alta efficienza exergetica. Si prevede che il nuovo CCGT entri in funzione entro la fine del mese di luglio 2008 e alla massima potenza di esercizio sarà in grado di produrre, a piena condensazione, fino a 233,8 MW_e. Inoltre l'intero complesso (nuovo CCGT con <i>revamping</i> e attivazione della sola SA1/Nord 3) produrrà nell'assetto futuro più energia elettrica rispetto a quella prodotta nel corso del 2005 a parità di vapore prodotto e con una concomitante riduzione della potenza al focolare complessiva. Il CCGT in pieno esercizio, producendo fino a 714.000 MWh⁸ di vapore su base annua, minimizzerà inoltre il contributo della SA1/Nord 3 alla produzione di vapore per il soddisfacimento dei fabbisogni di stabilimento, pertanto il valore di efficienza exergetica del Complesso, sebbene leggermente inferiore, non si scosterà di molto dal valore di efficienza exergetica del solo CCGT. Per il valore di efficienza exergetica si veda il punto successivo.</p>

⁸ Si veda il Paragrafo 3 Prodotti e Consumi dell'Allegato C6.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
<p>Un impianto di cogenerazione deve essere a ciclo combinato.</p> <p>Un impianto di cogenerazione in condizioni di rispetto delle BAT (ovvero a ciclo combinato) deve presentare, in funzione della specifica condizione d'impiego dell'impianto (condizioni atmosferiche, vita dell'impianto, ecc.), un'efficienza exergetica del 45-55% e un'efficienza d'utilizzazione del combustibile del 75-90%.</p>	<p>NON PRESENTE</p> <p>L'impianto attualmente non è a ciclo combinato.</p> <p>L'impianto non è pensato per massimizzare la sola produzione di energia elettrica ma è pensato anche per produrre vapore per i processi industriali dell'intero stabilimento. Pur essendo entrambi due impianti di cogenerazione, la centrale CTE, a condensazione, cerca di massimizzare le produzioni di energia elettrica, la centrale SA1/Nord, a contropressione, cerca principalmente di soddisfare il fabbisogno di vapore per i processi di stabilimento.</p> <p>Nella centrale CTE, nell'anno di riferimento 2005, circa il 26,22%⁹ dell'energia contenuta nel combustibile è convertito in energia elettrica. L'efficienza elettrica del 26,22% è superiore all'efficienza elettrica indicata nella BREF LCP¹⁰ come associata agli impianti di cogenerazione per produzione di vapore di processo del tipo "generatore di vapore + turbina a vapore a contropressione", che è pari al 20%.</p> <p>Nella centrale SA1/Nord, nell'anno di riferimento 2005, il 13,77%¹¹ dell'energia contenuta nel combustibile è convertito in energia elettrica. L'efficienza elettrica del 13,77% è inferiore all'efficienza elettrica indicata nella BREF LCP¹² come associata agli impianti di cogenerazione per produzione di vapore di processo del tipo "generatore di vapore + turbina a vapore a contropressione", che è pari al 20%.</p> <p>Pertanto mediamente nel complesso formato dalla centrale CTE e dalla centrale SA1/Nord, nell'anno di riferimento 2005, il 19,25%¹³ dell'energia contenuta nel combustibile è stato convertito in energia elettrica. Tale efficienza è sostanzialmente in linea con l'efficienza elettrica indicata nella BREF LCP¹⁴ come associata agli impianti di cogenerazione per produzione di vapore di processo del tipo "generatore di vapore + turbina a vapore a contropressione", che è pari al 20%.</p> <p>Nel corso del 2005 l'efficienza exergetica della CTE (intesa come somma dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica di qualità¹⁵ prodotta al netto del vapore autoconsumato dal ciclo, rispetto all'energia consumata come combustibile) è stata pari a circa il 29,36% e non ricade all'interno dell'intervallo 45% - 55% associato agli impianti di cogenerazione a ciclo combinato.</p> <p>Nel corso del 2005 l'efficienza d'utilizzazione del combustibile della CTE,</p>	<p>Con il nuovo CCGT l'impianto sarà a ciclo combinato. Si rimanda ai limiti associati alla presenza delle BAT per CCGT alimentato a GN per la produzione di energia elettrica.</p> <p>Con il nuovo assetto l'efficienza elettrica stimata sarà di circa il 54% (quando produrrà sola energia elettrica, caso a piena condensazione) e non vi saranno limiti associati al coefficiente di utilizzazione del combustibile (60,59% con esportazione normale di vapore in assetto cogenerativo) e all'efficienza exergetica (55% con esportazione normale di vapore in assetto cogenerativo).</p> <p>Pertanto, rispetto alla CTE, il nuovo CCGT, durante il suo normale funzionamento, presenterà:</p> <ul style="list-style-type: none"> - un'efficienza exergetica del 55% contro il 29,36% di efficienza exergetica presentata nel corso del 2005 dalla CTE; - un'efficienza elettrica di circa 50% contro il 26,22% di efficienza elettrica presentata nel corso del 2005 dalla CTE; - un'efficienza di utilizzazione del combustibile del 60,59% contro il 36,05% di efficienza di utilizzazione del combustibile presentata nel corso del 2005 dalla CTE.

⁹ Efficienza ricavabile dalla dichiarazione 2005 relativa alla Delibera 42/02 dell'AEEG.

¹⁰ Chapter 2, paragraph 2.7.5 "Exergy concept and exergy efficiency".

¹¹ Efficienza ricavabile dalla dichiarazione 2005 relativa alla Delibera 42/02 dell'AEEG.

¹² Chapter 2, paragraph 2.7.5 "Exergy concept and exergy efficiency".

¹³ Efficienza ricavabile dalle dichiarazioni 2005 relative alla Delibera 42/02 dell'AEEG per la centrale CTE e per la centrale SA1/Nord.

¹⁴ Chapter 2, paragraph 2.7.5 "Exergy concept and exergy efficiency".

¹⁵ L'energia termica di qualità è l'energia termica ad alta temperatura, quella che presenta la temperatura più alta possibile rispetto alla temperatura media dell'ambiente. Poichè la temperatura del vapore a bassa pressione è 473 K (200 °C), la temperatura del vapore a media pressione è 558 K (285 °C), la temperatura media annua del luogo è 291 K (18°C), i due fattori di qualità del calore prodotto sono pari rispettivamente a 0,38 e a 0,48. Poichè l'energia termica associata al vapore a bassa pressione prodotto è pari a circa 47.557 MWh, l'energia termica associata al vapore a media pressione prodotto è pari a circa 93.304 MWh, l'energia elettrica prodotta è pari a 524.462 MWh, l'energia consumata a partire dal combustibile è pari a circa 2.000.461 MWh, l'efficienza exergetica può essere calcolata secondo quanto indicato nel *Chapter 2, paragraph 2.7.5 "Exergy concept and exergy efficiency"* della BREF LCP.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
	<p>ricavata dalla somma dell'energia elettrica e termica prodotta, al lordo dei consumi degli ausiliari, è stata pari al 36,05%.</p> <p>Anche per l'efficienza d'utilizzazione del combustibile il valore minimo del 75% associato al rispetto delle BAT non è perciò verificato.</p> <p>Nel corso del 2005 l'efficienza exergetica della SA1/Nord (intesa come somma dell'energia elettrica prodotta e dell'energia termica di qualità¹⁶ prodotta al netto del vapore autoconsumato dal ciclo, rispetto all'energia consumata come combustibile) è stata pari a circa il 46,66% ed è pertanto appartenente all'intervallo 45% - 55% associato agli impianti di cogenerazione a ciclo combinato (pur non essendo un impianto a ciclo combinato).</p> <p>Nel corso del 2005 l'efficienza d'utilizzazione del combustibile della SA1/Nord, ricavata dalla somma dell'energia elettrica e termica prodotta, al lordo dei consumi degli ausiliari, è pari a circa il 89,78%.</p> <p>Pertanto l'efficienza d'utilizzazione del combustibile della SA1/Nord è superiore all'intervallo 75% - 85% associato agli impianti di cogenerazione a ciclo combinato (pur non essendo un impianto a ciclo combinato).</p> <p>Considerando il Complesso formato dalle due centrali CTE e SA1/Nord nel suo insieme, l'efficienza exergetica del Complesso è pari al 39,05%, ovvero alla media delle efficienze exergetiche delle due centrali pesata dalle energie consumate da queste a partire dai combustibili.</p> <p>Analogamente l'efficienza d'utilizzazione del combustibile dell'intero Complesso risulta essere pari al 66,15%, ovvero alla media delle efficienze di utilizzazione del combustibile al lordo dei consumi degli ausiliari delle due centrali pesata dalle energie consumate da queste a partire dai combustibili.</p> <p>Pertanto, per l'intero Complesso, sia l'efficienza exergetica, sia l'efficienza di utilizzazione del combustibile al lordo dei consumi elettrici degli ausiliari sono inferiori agli intervalli associati alla presenza della BAT, ovvero alla presenza di un ciclo combinato.</p> <p>Riassumendo, pur non essendo rispettata la BAT per l'assenza di un ciclo combinato per la produzione di energia elettrica e termica, è da sottolineare come, nonostante l'età, l'impianto produca energia termica ad alta temperatura con una discreta efficienza exergetica, comunque di poco inferiore a quella indicata per la particolare tipologia d'impianto di combustione "generatore di vapore + turbina a vapore a contropressione", che è del 45%. Rispetto alla particolare tipologia di impianto di cogenerazione l'efficienza d'utilizzazione di combustibile del Complesso al lordo dei consumi elettrici degli ausiliari (66,15%) è inferiore a quella indicata per la particolare tipologia d'impianto di combustione "generatore di vapore + turbina a vapore a contropressione", che è dell'80%.</p>	

¹⁶ L'energia termica di qualità è l'energia termica ad alta temperatura, quella che presenta la temperatura più alta possibile rispetto alla temperatura media dell'ambiente. Poiché la temperatura del vapore a bassa pressione è 473 K (200 °C), la temperatura del vapore a media pressione è 558 K (285 °C), la temperatura media annua del luogo è 291 K (18°C), i due fattori di qualità del calore prodotto sono pari rispettivamente a 0,38 e a 0,48, come per la centrale CTE. Poiché l'energia termica associata al vapore a bassa pressione prodotto è pari a circa 692.655 MWh, l'energia termica associata al vapore a media pressione prodotto è pari a circa 1.193.806 MWh, l'energia elettrica prodotta al netto degli ausiliari è pari a 350.877 MWh, l'energia consumata a partire dal combustibile è pari a circa 2.547.669 MWh, l'efficienza exergetica può essere calcolata secondo quanto indicato nel *Chapter 2, paragraph 2.7.5 "Exergy concept and exergy efficiency"* della BREF LCP.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
Sostituire le palette delle turbine a vapore in occasione di regolari cicli manutentivi	<p>PRESENTE</p> <p>E' prevista la revisione e la valutazione della sostituzione delle palette ogni 48.000 ore di effettiva marcia delle turbine a vapore (TV). I cicli manutentivi avvengono con una cadenza annuale.</p>	<p>Nell'assetto futuro è prevista la revisione e la valutazione della sostituzione delle palette ogni 48.000 ore di funzionamento anche nelle due nuove turbine a vapore del CCGT.</p>
Usare materiali con caratteristiche superiori per raggiungere alte temperature e pressioni d'esercizio così da incrementare l'efficienza delle turbine a vapore (si possono raggiungere pressioni di vapore di 300 bar e temperature di 600 °C)	<p>NON APPLICABILE</p> <p>Il vapore in uscita dalle caldaie CT1, CT2 e CT3 presenta una pressione di circa 140 ate e una temperatura di circa 530 °C.</p> <p>La caldaia SA1/Nord 1 ha una potenzialità di 170 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 530°C ed una pressione di 120 ate.</p> <p>La caldaia SA1/Nord 2, del tipo a circolazione naturale, ha una potenzialità di 300 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 538°C ed una pressione di 134 ate.</p> <p>La caldaia SA1/Nord 3 ha una potenzialità di 480 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 540°C ed una pressione di 134 Kg/cm².</p> <p>Queste sono le massime caratteristiche alle quali possono lavorare i generatori di vapori esistenti e le turbine a vapore esistenti della CTE e della SA1/Nord.</p> <p>Non è possibile un intervento di <i>retrofit</i> migliorativo che non sia la sostituzione di uno o più gruppi termoelettrici (generatori di vapore in primis).</p>	<p>Le caratteristiche di ingresso del vapore surriscaldato nel corpo di alta pressione delle due turbine a vapore del CCTG sono: temperatura 550 °C, pressione 102 barg. A seguito del <i>revamping</i> sulla SA1/Nord 3 verranno ripristinate le caratteristiche originarie della caldaia (vapore surriscaldato in ingresso alla turbina: pressione 130 bar, temperatura 540 °C).</p>
(Impostare) parametri supercritici del vapore	<p>NON APPLICABILE</p> <p>Tale intervento di <i>retrofit</i> non è applicabile, si veda il punto precedente.</p>	
<i>Double reheat</i> (Operare un doppio riscaldamento)	<p>PRESENTE NELLA CTE, NON APPLICABILE NELLA SA1/NORD</p> <p>Nei gruppi CT1, CT2 e CT3 il vapore spillato in uscita dal corpo di alta pressione (1° spillamento) della turbina a vapore può essere risurriscaldato da circa 340 °C a circa 530 °C con il vapore in uscita dalla caldaia prima di fare il suo ingresso nel corpo di media pressione.</p> <p>Per ognuno dei 3 gruppi della centrale SA1/Nord non è applicabile.</p>	<p>Nel nuovo assetto, entrambe le turbine a vapore del CCGT sono composte da una cassa comprendente la sezione di alta pressione (AP) e da una cassa per la sezione di media/bassa (MP/BP) con scarico radiale al condensatore. Il funzionamento prevede i seguenti passi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Il vapore AP è convogliato nella sezione AP della turbina per la prima espansione; - Il vapore in uscita da AP è miscelato con vapore prodotto dal corpo di MP della caldaia a recupero ed attraversa i banchi del risurriscaldatore della caldaia; - Il vapore AP/MP surriscaldato in uscita dalla caldaia a recupero entra nella sezione IP/BP della turbina per espandersi con il vapore BP proveniente dalla caldaia, fino alle condizioni di pressione imposte allo scarico dal sistema di raffreddamento del vapore esausto.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
<p>Riscaldamento a recupero dell'acqua di alimento del generatore di vapore¹⁷</p>	<p>PRESENTE Nei gruppi CT1 e CT2, dopo l'espansione in turbina, il vapore è scaricato al condensatore raffreddato con acqua di mare. Il condensato, raccolto nel pozzo caldo del condensatore, è inviato nuovamente in caldaia dopo preriscaldamento mediante ciclo rigenerativo a sette spillamenti. In pratica, sia per CT1 che per CT2, dalla turbina viene spillato una parte del vapore da sette punti, uno nel corpo AP, quattro nel corpo a MP e due nel corpo BP. Il vapore spillato dai corpi MP e BP (6 dei 7 spillamenti) viene utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimento caldaia, quello del primo spillamento viene invece inviato alla rete di stabilimento, attraverso valvole riduttrici di pressione. Il ciclo rigenerativo permette di aumentare il rendimento dell'impianto recuperando parte del calore di condensazione che altrimenti sarebbe disperso al condensatore. Il calore recuperato è utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimento alla caldaia. In tal modo si riduce la quantità di combustibile da consumare per produrre vapore. Per reintegrare la quantità di acqua persa sotto forma di vapore, in alimentazione alla caldaia viene introdotta acqua demineralizzata e ulteriormente affinata. Tale acqua è successivamente preriscaldata e degasata, per eliminare l'ossigeno e l'anidride carbonica con il vapore spillato dai corpi a media e bassa pressione (MP e BP) della turbina. Anche nel gruppo CT3 il vapore spillato dai corpi di MP e BP viene recuperato per riscaldare l'acqua di alimento (all'interno di due serie di preriscaldatori) costituita dalle condense raccolte dal condensatore della turbina e dalle altre parti del gruppo, e da acqua affinata derivata dall'impianto SA9. Inoltre, la condensa è preriscaldata con il vapore dai labirinti della turbina. Nel gruppo SA1/Nord 1 l'acqua di alimento caldaia viene preriscaldata con il vapore residuo presente dopo l'espansione nel corpo BP della turbina, all'interno di 2 preriscaldatori, e dopo il degasaggio che avviene insieme alle condense recuperate all'interno del gruppo con vapore a bassa pressione, vi è un successivo preriscaldamento con vapore ad alta pressione spillato dalla turbina. Nel gruppo SA1/Nord 2 l'acqua di alimento caldaia, prelevata dalla rete di acqua demi, è stoccata in un serbatoio da 200 m³ e viene sottoposta a: - preriscaldamento, all'interno di tre preriscaldatori posti in serie, con il vapore a bassa pressione delle tenute e quello derivante dall'espansione nel corpo a bassa pressione (BP) della turbina; - degasaggio, grazie al calore ottenuto dalle condense recuperate; - preriscaldamento con vapore ad alta pressione spillato dal corpo AP della turbina. Nel gruppo SA1/Nord 3 l'acqua di alimento caldaia è prelevata dalla rete acqua demineralizzata, stoccata nel serbatoio D201 e prima di entrare in caldaia, viene nell'ordine: - preriscaldata con vapore a bassa pressione prelevato dal corpo BP della</p>	<p>Nel nuovo CCGT i due generatori di vapore a recupero HRSG, posti a valle della turbina a gas, nel livello di BP, ovvero nella sezione finale della caldaia, presentano un degasatore integrato e un preriscaldamento del condensato. In pratica l'acqua prelevata dal condensatore è inviata al preriscaldatore posto nella zona fredda della caldaia. Pertanto l'acqua d'alimento entra così nel corpo BP che funge anche da degasatore, preriscaldandosi.</p>

¹⁷ Praticato in nuovi impianti ed in alcuni esistenti (*retrofit* a volte possibile).

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di caldaie alimentate a combustibili liquidi		
	turbina; - degasata con vapore prelevato dalla rete a 5 ate; - pompata dalla G201 (pompa principale azionata da apposita turbina a vapore FT201); - preriscaldata con vapore ad alta pressione prelevato dal corpo AP della turbina.	
Controllo computerizzato avanzato della combustione per ridurre le emissioni ed aumentare le prestazioni dei generatori di vapore	<p>PRESENTE</p> <p>Il controllo automatico dei parametri operativi dei gruppi termoelettrici è gestito da sistemi D.C.S. (Distributed Control System) relativamente ai gruppi CT1-CT2-SA1/Nord 1, mentre gli altri gruppi sono dotati di strumentazione di controllo tradizionale di tipo "single loop" (CT3-SA1/Nord 2 - SA1Nord 3). Tali sistemi consentono di eseguire il monitoraggio continuo di tutti i parametri operativi dell'impianto ed il controllo in tempo reale del processo produttivo con azione combinata su valvole automatiche, apparecchiature elettriche ed apparecchiature a vapore. La visione dei parametri operativi ed il loro controllo avviene attraverso l'utilizzo di videoterminali e/o monitor a quadro che visualizzano misure puntuali di impianto ed effettuano analisi storiche di dati su medio e lungo periodo.</p>	<p>Nel nuovo assetto è prevista, tra le altre cose, la modernizzazione del sistema di strumentazione e controllo della SA1/Nord 3 che prevede i seguenti interventi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ristrutturazione della Sala Controllo; - sostituzione della strumentazione in campo; - realizzazione di una sala tecnica unica, comune con il gruppo SA1/Nord 1.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per incrementare l'efficienza energetica di impianti di combustione alimentati a combustibili gassosi		
<p>Un impianto nuovo a ciclo combinato con generatore di vapore per recupero del calore dei gas di scarico della turbina a gas (CCGT) per la sola produzione di energia elettrica deve presentare un'efficienza elettrica in un intervallo compreso tra il 54% e il 58%¹⁸</p>	<p>PRESENTE Il nuovo CCGT entrerà in esercizio entro la fine di luglio del 2008. Il solo nuovo ciclo combinato costituito da 4 TG, 4 generatori di vapore a recupero del calore dei gas combusti (HRSG) e 2 TV presenterà un'efficienza elettrica, da progetto¹⁹, pari a circa il 50,38%. In caso di assetto a piena condensazione²⁰ il CCGT presenterà un'efficienza elettrica di circa il 54%. Essendo il CCGT pensato principalmente per la produzione di energia elettrica ovvero principalmente per la piena condensazione di tutto il vapore prodotto dai generatori di vapore a recupero (a meno degli spillamenti del ciclo), in termini di efficienza elettrica, il valore minimo associato al rispetto delle BAT può considerarsi verificato.</p>	
<p>L'aria di combustione che va alle turbine deve essere filtrata e preriscaldata²¹</p>	<p>PRESENTE Per ognuna delle 4 turbine a gas, l'aria ambiente, dopo essere stata filtrata grazie ad un filtro multistadio, è convogliata nella sezione d'ingresso del compressore della turbina a gas attraverso un condotto fornito di silenziatore, e da qui alle camere di combustione, in cui è iniettato il combustibile (gas naturale non preriscaldato), in combustori a bassa emissione di ossidi di azoto ("DLN"). L'aria non deve essere preriscaldata date le caratteristiche climatiche del sito.</p>	

¹⁸ BAT in riferimento all'assetto futuro, ovvero al nuovo CCGT.

¹⁹ Tale efficienza è stata calcolata rispetto al caso "A1 IRE > 10%" del documento ENC-00-ZST-90090 "Bilanci di massa ed energia" redatto da Snamprogetti per conto di ERG Nuove Centrali S.p.A. e riguardante il progetto di *revamping* della centrale CTE, impianto NuCe NORD. Il caso in esame prevede i due TG eserciti al 100% della loro potenza, la temperatura dell'ambiente in condizioni normali (15°C) e con esportazione di parte del vapore prodotto ad AP senza che tutto questo sia inviato alla sezione di alta pressione della turbina a vapore.

²⁰ Tale efficienza è stata calcolata rispetto al caso "A1 piena condensazione" del documento ENC-00-ZST-90090 "Bilanci di massa ed energia" redatto da Snamprogetti per conto di ERG Nuove Centrali S.p.A. e riguardante il progetto di *revamping* della centrale CTE, impianto NuCe NORD. Il caso in esame prevede i due TG eserciti al 100% della loro potenza, la temperatura dell'ambiente in condizioni normali (15°C) e tutto il vapore prodotto ad AP inviato alla sezione di alta pressione della turbina a vapore.

²¹ BAT in riferimento all'assetto futuro, ovvero al nuovo CCGT.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
Ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento dell'impianto esistente		
Minimizzare le perdite di calore sensibile dei gas combustivi convogliati a camino	<p>PRESENTE Il Complesso è provvisto di 6 camini, uno per ciascuno gruppo termico, che convogliano le emissioni in atmosfera. Le perdite di calore dovute ai gas combustivi avrebbero ancora leggeri margini di minimizzazione in quanto la temperatura di questi è di circa 140-160 °C, comunque superiore ai 135 °C minimi per evitare la formazione di condense acide. Questo valore è dovuto a normali fenomeni di sporcamento dei preriscaldatori di tipo Ljungstrom e si registra alla fine dei periodi che intercorrono tra due interventi manutentivi di questi.</p>	<p>Nell'assetto futuro la temperatura dei fumi ai 4 camini dei TG sarà circa pari a circa 100 °C (96,4 °C nel caso A1 "normale"), con notevoli miglioramenti rispetto a quanto avveniva ai camini della CTE.</p>
Minimizzare le perdite di calore dovute ai gas incombusti e ai residui solidi della combustione	<p>PARZIALMENTE PRESENTE Le medie annue dei valori di concentrazione di CO²² nel corso del 2005 sono pari a: - circa 14,3 mg/Nm³ per la CT1; - circa 83,9 mg/Nm³ per la CT2; - circa 5 mg/Nm³ per la CT3; - circa 8,6 mg/Nm³ per la SA1/Nord 1; - circa 5 mg/Nm³ per la SA1/Nord 2; - circa 271,5 mg/Nm³ per la SA1/Nord 3. Analogamente le medie annue dei valori di concentrazione delle polveri²³ nel corso del 2005 sono: - circa 53,9 mg/Nm³ per la CT1; - circa 160 mg/Nm³ per la CT2; - circa 42,8 mg/Nm³ per la CT3; - circa 2,3 mg/Nm³ per la SA1/Nord 1; - circa 44,4 mg/Nm³ per la SA1/Nord 2; - circa 47,2 mg/Nm³ per la SA1/Nord 3.</p> <p>Tranne per CT2 e SA1/Nord 3 i bassi valori di concentrazione di CO nei fumi relativi ai vari gruppi termoelettrici indicano come le perdite di calore dovute ai gas incombusti siano minime. Tranne per CT2 i residui solidi della combustione, anche in relazione agli olii combustibili utilizzati e all'anzianità dei gruppi, sono contenuti.</p>	<p>Il nuovo assetto in sè, nuovo gruppo CCGT in sostituzione della CTE e riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, costituisce in generale un intervento migliorativo. La riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, in riferimento alla BAT, prevede i seguenti interventi migliorativi: - sostituzione dei 9 bruciatori attuali con bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (bruciatori "Low NOx", LNB) per riduzione delle emissioni gassose di NOx e polveri; - alimentazione della caldaia con un mix di combustibili adeguato (<i>fuel gas</i>, olio combustibile BTZ o MTZ e metano) per la riduzione delle emissioni di polveri ed SOx. Il ripristino delle prestazioni originali del gruppo SA1/Nord 3, in riferimento alla BAT, prevede i seguenti interventi migliorativi: - pulizia a ferro vivo di tutte le superfici di scambio della caldaia; - pulizia a fondo delle superfici di scambio dei riscaldatori aria rigenerativi (RAH); - ripristino delle tenute e riallineamento dei RAH. E' inoltre prevista la modernizzazione del sistema di strumentazione e controllo del gruppo SA1/Nord 3. Sostituendo i 3 gruppi della CTE normalmente alimentati ad olio combustibile MTZ con il nuovo CCGT le cui 4 TG sono alimentate a gas naturale si avrà un miglioramento della combustione e una minimizzazione delle perdite energetiche a questa associata. Le 4 turbine a gas installate del nuovo CCGT sono di nuova generazione con elevati livelli di abbattimento degli inquinanti gassosi (tipicamente NOx e CO per combustione a gas naturale) grazie al perfezionamento delle tecniche di controllo della combustione ed all'ottimizzazione dei combustori. In particolare, il sistema di combustione a secco (tipo DLN) consente di ridurre la temperatura di fiamma e la formazione di NOx termici mediante una premiscelazione di aria e miscela povera di combustibile. I limiti di emissione per macchine della taglia proposta con combustori di tipo DLN, garantiti dai fornitori delle turbine a gas (General Electric, Siemens / Ansaldo etc), per funzionamento a gas naturale nel campo di funzionamento tra circa 70% - 100% del carico elettrico sono i seguenti (riferiti a 15% di O₂ nei fumi secchi): - circa 30 mg/Nm³ per NOx; - circa 15 mg/Nm³ per CO.</p>

²² Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali

²³ Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
Ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento dell'impianto esistente		
<p>Utilizzare come pressioni e temperature di lavoro le più alte pressioni e temperature possibili del mezzo vapore. Realizzare ripetuti surriscaldamenti del vapore per incrementare l'efficienza elettrica netta²⁴.</p>	<p>PRESENTE NELLA CTE, NON APPLICABILE NELLA SA1/NORD Nei gruppi CT1, CT2 e CT3 il vapore spillato in uscita dal corpo di alta pressione (1° spillamento) della turbina a vapore può essere risurriscaldato da circa 340 °C a circa 530 °C con il vapore in uscita dalla caldaia prima di fare il suo ingresso nel corpo di media pressione. Per ognuno dei 3 gruppi della centrale SA1/Nord non è possibile, dal punto di vista tecnico-economico, operare un intervento di retrofit atto a risurriscaldare tutto o parte del vapore attualmente in uscita dalla sezione di alta pressione (temperatura circa 273 °C, pressione circa 18 ate) prima del suo ingresso nella sezione di media pressione. Gli elementi di maggior criticità per operare un intervento di retrofit di tale natura sono: - l'insufficienza dell'attuale potenza termica dei surriscaldatori e quindi delle stesse caldaie; - l'adozione di tubazioni di diametro rilevante poichè alle pressioni a cui si effettua il risurriscaldamento il vapore presenta volume specifico già elevato; - la complicazione della regolazione di potenza a carichi parziali; - il fatto che l'impianto non persegue l'obiettivo di massimizzare la produzione di energia elettrica ma quello di produrre energia termica ad alta temperatura.</p>	<p>Nel nuovo assetto, entrambe le turbine a vapore del CCGT sono composte da una cassa comprendente la sezione di alta pressione (AP) e da una cassa per la sezione di media/bassa (MP/BP) con scarico radiale al condensatore. Il funzionamento prevede i seguenti passi: - Il vapore AP è convogliato nella sezione AP della turbina per la prima espansione; - Il vapore in uscita da AP è miscelato con vapore prodotto dal corpo di MP della caldaia a recupero ed attraversa i banchi del risurriscaldatore della caldaia; - Il vapore AP/MP surriscaldato in uscita dalla caldaia a recupero entra nella sezione MP/BP della turbina per espandersi con il vapore BP proveniente dalla caldaia, fino alle condizioni di pressione imposte allo scarico dal sistema di raffreddamento del vapore esausto. In relazione all'obiettivo di produzione di vapore perseguito dalla caldaia SA1/Nord 3, e alle considerazioni espresse a lato, non è stato previsto nessun intervento di risurriscaldamento.</p>

²⁴ Viene utilizzato principalmente in nuovi impianti, gli interventi di retrofit sono molto limitati.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
Ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento dell'impianto esistente		
<p>Il massimo salto di pressione possibile dall'uscita a bassa pressione di una turbina a vapore si ottiene attraverso l'utilizzo di acqua di raffreddamento a bassa temperatura; meglio utilizzare una sorgente fredda d'acqua proveniente da un fiume o da un lago piuttosto che utilizzare torri evaporative.</p>	<p>PRESENTE L'acqua di raffreddamento è acqua di mare in circuito aperto. Tutte le acque di raffreddamento recapitano al canale Vallone della Neve, eccetto le acque di raffreddamento dalla centrale CT3 che convoglia direttamente a mare tramite lo scarico 24. Sono presenti i seguenti punti di scarico delle acque di raffreddamento: 1. scarico n. 327 di acqua mare di raffreddamento dagli impianti SA1/Nord 1 e SA1/Nord 2, a Vallone della Neve (scarico diretto); 2. scarico n. 328 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto da SA1/Nord 3, a Vallone della Neve (scarico diretto); 3. scarico n. 353 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT1 (e CT2), a Vallone della Neve (scarico diretto); 4. scarico n. 24 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT3 a mare (scarico diretto). Il Vallone della Neve scarica a sua volta le acque a mare attraverso lo scarico 20, scarico per il quale il Complesso e la Raffineria hanno richiesto alle Autorità Competenti la cointestazione dell'autorizzazione allo scarico, attualmente intestata alla sola Raffineria. L'acqua mare per i sistemi di raffreddamento della Centrale termoelettrica esistente (CTE) viene alimentata da una presa denominata CM3 ubicata poco distante dalla Centrale. La presa, che ha una potenzialità di progetto di 70.000 m3/h (come canali principali di adduzione), preleva acqua ad una profondità di circa 6 metri nella rada di Augusta tramite due canali da DN 2800 e la invia a 12 vasche di calma. Su quest'ultime, che fungono da dissabbiatori, insistono 10 pompe ciascuna da 7200 m3/h. Le pompe, indicate con i numeri da G-501 a G-510 partendo da Sud verso Nord, hanno le rispettive tubazioni di mandata in DN 1000 riunite a due a due in collettori da DN 1750 del tipo Bonna (ad eccezione dell'ultimo collettore sul quale insistono 3 pompe). Delle tredici pompe installate, sei (G-503 ÷ G-508) alimentano i tre gruppi termoelettrici della CTE, le altre quattro riforniscono due vasche di pompaggio (CM2 e CM4) per utenze di Raffineria. La richiesta di acqua mare dalla Centrale è, mediamente, di 25.000 ÷ 30.000 m3/h garantita dalla marcia di 4 pompe. L'acqua, dopo aver attraversato i condensatori, ritorna a mare attraverso due canali: - le acque del 1° e del 2° gruppo confluiscono prima in uno stramazzo a cielo aperto, quindi defluiscono verso il canale Vallone della Neve, che raccoglie anche acque provenienti dalla Raffineria; - le acque del 3° gruppo confluiscono direttamente in un canale dedicato (Canale 24) a Nord della Centrale nell'Area XXI. Da ciascun tubo Bonna viene inoltre prelevata acqua mare per i circuiti di raffreddamento macchinari (circuiti acqua mare riscalzata).</p>	<p>L'assetto futuro sarà così costituito: RAFFREDDAMENTO PRINCIPALE Il raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore del nuovo CCGT utilizza il sistema di raffreddamento acqua mare in ciclo aperto della CTE già presente. Tale sistema serve inoltre un circuito secondario per il raffreddamento degli impianti ausiliari. Rispetto al sistema già presente (vedi Allegato B.18), verranno realizzate due nuove uscite a "fontana", una per lo scarico 24 e l'altra per il Vallone della Neve con doppia "fontana". RAFFREDDAMENTO AUSILIARIO Il sistema di raffreddamento ausiliario consiste in un circuito chiuso, raffreddato mediante una linea proveniente dal circuito di raffreddamento principale (a ciclo aperto), con scambiatori di calore a piastre acqua mare/acqua dolce. Il circuito secondario è costituito da una rete ad acqua addolcita, trattata ed inviata da 3 pompe di circolazione agli scambiatori di calore. Le principali utenze servite da questo circuito sono: -olio di lubrificazione turbine a gas, riduttore, generatore; -olio di lubrificazione turbine a vapore e generatore; -aria di raffreddamento generatori; -pompe di alimento caldaie; -sistema di campionamento caldaie. L'acqua demineralizzata è fatta circolare da pompe in linea nella rete di distribuzione a cui sono collegate tutte le utenze che la utilizzano. L'acqua riscaldata di ritorno dalle utenze (fino a circa 45°C) è raffreddata dall'acqua di mare proveniente dal sistema di raffreddamento principale a ciclo aperto a 35°C. L'acqua di reintegro per compensare le perdite del circuito è fornita dalla rete di distribuzione dell'acqua demineralizzata della centrale. A seguito delle modifiche impiantistiche, comprendenti l'inserimento del sistema di raffreddamento secondario (ciclo chiuso), il quantitativo stimato massimo di acqua mare prelevata sarà pari a: -297 m3/h per il raffreddamento dei circuiti ausiliari; -16.630 t/h per ciascuno dei 2 circuiti principali costituenti il CCGT (per un totale di 33.260 t/h).</p>
<p>Minimizzare le perdite di calore per conduzione e irraggiamento attraverso la coibentazione.</p>	<p>PRESENTE Le turbine a vapore, le caldaie e le tubazioni sono opportunamente isolate.</p>	<p>Analogamente, in riferimento al nuovo assetto, tutte le componenti del CCGT saranno opportunamente isolate al fine di minimizzare le perdite di calore per conduzione e irraggiamento.</p>

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
Ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento dell'impianto esistente		
Minimizzare i consumi interni di energia (quelli dei servizi ausiliari) attraverso l'adozione di misure appropriate (pompe di circolazione e alimentazione dell'acqua correttamente dimensionate e quindi con alti rendimenti, ridurre l'energia utilizzata per la demineralizzazione dell'acqua).	PRESENTE Ogni singola pompa di circolazione di caratteristiche adeguate al circuito è stata scelta in funzione del massimo rendimento energetico ottenibile in corrispondenza del punto di funzionamento.	In riferimento al nuovo assetto, ogni singola pompa di circolazione di caratteristiche adeguate al circuito è stata scelta in funzione del massimo rendimento energetico ottenibile in corrispondenza del punto di funzionamento.
Preriscaldamento con vapore dell'aria di alimento della caldaia.	PRESENTE Per ogni gruppo termoelettrico della centrale CTE e della centrale SA1/Nord il calore residuo dei fumi di combustione è recuperato per preriscaldare l'aria comburente all'interno di un preriscaldatore (preriscaldatore Ljungström) in modo da migliorare la combustione e quindi il rendimento dell'impianto. A tal proposito, anziché preriscaldare l'aria con il vapore prodotto, il riscaldamento di questa viene ottenuto recuperando il calore dei gas combusti e pertanto senza un ulteriore apporto di combustibile al sistema. Ai 6 preriscaldatori Ljungström in esercizio la pulizia con soffiatura viene eseguita 1 volta/turno.	
Migliorare la geometria delle pale delle turbine a vapore.	NON APPLICABILE	
Abbassare le concentrazioni di CO dei gas combusti convogliati ai camini aumenta l'efficienza energetica di combustione. L'emissione di NO _x e di CO deve essere ottimizzata in quanto più basse emissioni di NO _x inducono più alti livelli di CO.	PRESENTE Le medie annue dei valori di concentrazione di CO ²⁵ nel corso del 2005 sono pari a: – circa 14,3 mg/Nm ³ per la CT1; – circa 83,9 mg/Nm ³ per la CT2; – circa 5 mg/Nm ³ per la CT3; – circa 8,6 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 1; – circa 5 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 2; – circa 271,5 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 3. Le medie annue dei valori di concentrazione di NO _x ²⁶ nel corso del 2005 sono pari a: – circa 207 mg/Nm ³ per la CT1; – circa 311 mg/Nm ³ per la CT2; – circa 248 mg/Nm ³ per la CT3; – circa 432 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 1; – circa 351 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 2; – circa 738 mg/Nm ³ per la SA1/Nord 3. Tranne che per la SA1/Nord 3 i valori di NO _x sono ragionevolmente contenuti anche se superiori al limite superiore associato alla presenza delle BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO _x per generatori di vapore esistenti alimentati a combustibili liquidi di taglia compresa tra 100 e 300 MW (200 ²⁷ mg/Nm ³).	Il nuovo assetto in sè, nuovo gruppo CCGT in sostituzione della CTE e riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, costituisce in generale un intervento migliorativo in quanto: – i gruppi CT1, CT2, CT3 e SA1/Nord 2 verranno dismessi; – il gruppo SA1/Nord 1 verrà utilizzato solo in caso di emergenza al posto di SA1/Nord 3; – le emissioni di NO _x ai camini delle 4 turbine a gas non saranno superiori, secondo le specifiche di progetto, a 30 mg/Nm ³ ; – le emissioni di CO ai camini delle 4 turbine a gas non saranno superiori, secondo le specifiche di progetto, a 15 mg/Nm ³ ; – le emissioni di NO _x al camino della SA1/Nord 3 non saranno superiori, dopo l'intervento di riambientalizzazione del gruppo, a 450 mg/Nm ³ ; – le emissioni di CO al camino della SA1/Nord 3 non saranno superiori, dopo l'intervento di riambientalizzazione del gruppo, a 50 mg/Nm ³ ; Il nuovo assetto rappresenta un ulteriore passo in avanti nell'ottimizzazione del rapporto tra concentrazioni di NO_x e CO in quanto permette un effettivo rispetto dei limiti autorizzativi delle concentrazioni di NO_x, riducendo al contempo le concentrazioni di CO.

²⁵ Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali

²⁶ Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali

²⁷ I rappresentanti dell'industria ed uno stato membro dell'Unione Europea hanno proposto un limite superiore di 450 mg/Nm³

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
Ottimizzazione energetica dell'equipaggiamento dell'impianto esistente		
	Nonostante i relativamente contenuti valori di NO _x i valori di CO non sono elevati; in linea teorica si potrebbe cercare di ridurre ulteriormente i valori di NO _x nei gruppi CT3, SA1/Nord 1 e SA1/Nord 2 e ottenere comunque concentrazioni di CO ai camini di questi gruppi inferiori a 20 mg/Nm ³ . SA1/Nord 3 presenta alti valori di concentrazione sia per il CO che per gli NO _x e, pertanto, tali problemi non possono essere risolti attraverso un'ottimizzazione incrociata delle emissioni di questi composti.	

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di polveri e metalli pesanti		
<p>Utilizzare combustibili liquidi a basso contenuto di zolfo e ceneri oppure utilizzare gas naturale (GN) per ridurre le emissioni di particolato e di SO₂.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE</p> <p>Normalmente i gruppi CT1, CT2, CT3, SA1/Nord 2, SA1/Nord 3 sono alimentati da olio combustibile a medio tenore di zolfo (MTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1,7%), oppure da olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1%) ma possono essere anche alimentati con un misto di olio combustibile e di gas di Raffineria (fuel gas). La CT3 e la SA1/Nord 3 possono essere alimentate anche solo da gas di raffineria.</p> <p>Normalmente il gruppo SA1/Nord 1 viene alimentato da gas di raffineria depurato dai composti dello zolfo, ma può essere alimentato anche da olio combustibile (MTZ o BTZ) o con un misto di olio combustibile e <i>fuel gas</i>, analogamente a quanto può avvenire per i gruppi CT3 e SA1/Nord 3.</p> <p>Il tenore medio di zolfo equivalente degli olii combustibili utilizzati nel corso del 2005 è pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1,530% per la CTE (CT1, CT2 e CT3); - 1,088% per l'insieme SA1/Nord 2 e SA1/Nord 3. <p>Il tenore in peso di zolfo del <i>fuel gas</i> con il quale è stato alimentato il gruppo SA1/Nord 1 è pari a 0,1985 (266 mg/Nm³).</p> <p>Considerando tali tenori di zolfo, si può affermare che la BAT non è del tutto presente nei gruppi CT1,CT2, e CT3 della centrale CTE, ma è sostanzialmente presente nei 3 gruppi della centrale SA1/Nord.</p>	<p>Con il nuovo assetto il nuovo gruppo CCGT, in sostituzione della CTE, sarà alimentato a GN e non vi saranno emissioni di SO₂ ai camini dei 4 TG. Verranno così consumati ingenti quantitativi di metano a scapito del consumo di olio combustibile.</p> <p>A seguito delle modifiche impiantistiche (riambientalizzazione) sul gruppo SA1/Nord 3 le emissioni di SO₂ saranno inferiori a 1460 mg/Nm³ in ogni condizione di esercizio.</p> <p>Analagamente il nuovo assetto garantirà emissioni di polveri nulle per il nuovo CCGT e inferiori a 50 mg/Nm³ per il gruppo SA1/Nord 3.</p>
<p>Deve essere effettuato un monitoraggio periodico dei metalli pesanti. La frequenza raccomandata va da un anno a 3 anni in funzione della tipologia di combustibile liquido utilizzato. In special modo deve essere monitorato il mercurio totale e non solo la parte di questo limitata al particolato.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>Attualmente viene effettuato un campionamento semestrale su tutti e 6 i camini (3 della CTE e 3 della SA1/Nord). I campionamenti sono commissionati da ERG Nuove Centrali S.p.A.; i campionamenti e le analisi chimiche sono realizzate da terzi. Le concentrazioni di tutti i metalli monitorati sono rilevate sia sulla condensa, sia sul particolato.</p>	<p>Nell'assetto futuro sarà previsto un campionamento semestrale per la centrale SA1/Nord 3. Poichè il nuovo CCGT sarà alimentato a gas naturale, non sarà necessario effettuare tale monitoraggio periodico sui 4 camini delle TG.</p>
<p>Il monitoraggio delle polveri deve avvenire in continuo.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE</p> <p>E' presente un analizzatore in continuo delle polveri sul camino del gruppo SA1/Nord 3, ovvero sull'unico gruppo a olio combustibile che si manterrà in esercizio.</p> <p>Negli altri 5 camini non viene realizzato il monitoraggio continuo delle polveri.</p>	<p>Poichè i 4 TG del nuovo CCGT saranno alimentati a gas naturale, non sarà più necessario effettuare tale monitoraggio in quanto non vi sarà emissione significativa di particolato.</p> <p>Per quanto riguarda il camino relativo al gruppo SA1/Nord 3, nonostante vengano già monitorate in continuo le polveri, va comunque sottolineato come l'intervento di riambientalizzazione sul gruppo SA1/Nord 3, allo scopo di ridurre il contenuto di polveri dal valore di 100 mg/Nm³ al valore obiettivo (massimo contenuto di polveri nei fumi pari a 50 mg/Nm³), prevede di inserire i seguenti componenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - precipitatore elettrostatico, con la funzione di abbattere il contenuto di polveri nei fumi al di sotto del valore limite consentito; - evacuazione delle ceneri raccolte, per il trasferimento delle polveri abbattute ad un contenitore di raccolta; - ventilatore <i>booster</i> da posizionare a valle del precipitatore elettrostatico con la funzione di far fronte all'aumento delle perdite di carico dovute all'inserimento dello stesso ed all'aumento delle perdite di carico conseguenti la sostituzione dei bruciatori; - <i>bypass</i> del ventilatore <i>booster</i> per permettere il funzionamento a carico parziale in caso di avaria dello stesso.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di polveri e metalli pesanti		
<p>Per abbattere le polveri dai gas combusti di un impianto di combustione, nuovo o esistente, alimentato con combustibili liquidi, deve essere utilizzato o un filtro (precipitatore) elettrostatico ad alta prestazione o un filtro in tessuto (filtro a maniche)²⁸. Cicloni separatori e collettori meccanici, se posti da soli, non possono essere considerati BAT, ma possono essere utilizzati come un pretrattamento dei gas combusti durante il loro percorso verso la canna fumaria.</p>	<p>PARZILAMENTE PRESENTE Sul camino relativo al gruppo CT1 è presente un filtro elettrostatico per l'abbattimento delle polveri. I gas di combustione dei gruppi CT2, CT3, SA1/Nord 1, SA1/Nord 2, SA1/Nord 3 sono emessi in atmosfera dai rispettivi camini senza pretrattamento dei fumi. Nei gruppi SA1/Nord 1, SA1/Nord 2 e SA1/Nord 3 è inoltre presente una torcia a cui sono convogliate le eventuali emissioni della rete <i>fuel gas</i>.</p>	<p>Nell'assetto futuro il nuovo CCGT sarà dotato di 4 camini dedicati (uno per ognuno dei 4 TG); essendo i TG alimentati a gas naturale non sarà necessario dotare i 4 nuovi camini di un precipitatore elettrostatico o di un filtro a manica. Le emissioni di polveri ai camini dei 4 TG alimentati a gas naturale saranno sostanzialmente nulle. L'intervento di riambientalizzazione sul gruppo SA1/Nord 3, allo scopo di ridurre il contenuto di polveri dal valore di 100 mg/Nm³ al valore obiettivo (massimo contenuto di polveri nei fumi pari a 50 mg/Nm³), prevede di inserire i seguenti componenti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - precipitatore elettrostatico, con la funzione di abbattere il contenuto di polveri nei fumi al di sotto del valore limite consentito; - evacuazione delle ceneri raccolte, per il trasferimento delle polveri abbattute ad un contenitore di raccolta; - ventilatore <i>booster</i> da posizionare a valle del precipitatore elettrostatico con la funzione di far fronte all'aumento delle perdite di carico dovute all'inserimento dello stesso ed all'aumento delle perdite di carico conseguenti la sostituzione dei bruciatori; - <i>bypass</i> del ventilatore <i>booster</i> per permettere il funzionamento a carico parziale in caso di avaria dello stesso.
<p>I limiti delle polveri²⁹ associati alla presenza delle BAT, ovvero alla presenza di un filtro elettrostatico o in tessuto in combinazione a tecniche di desolforazione dei gas combusti (assorbitore ad umido) in un impianto di combustione già esistente e alimentato a combustibile liquido, di potenza superiore a 300 MW_t³⁰ sono compresi tra 5 mg/Nm³ e 20 mg/Nm³.</p>	<p>NON PRESENTE Rispettano tale intervallo solo le polveri prodotte dal gruppo SA1/Nord 1 che nel corso del 2005 è stato alimentato solamente da gas di raffineria e non da olio combustibile. Altri gruppi presentano concentrazioni medie annue di polveri circa pari a 50 mg/Nm³ (CT1 53,9 mg/Nm³), o di poco inferiori a tale valore (CT3 48,2 mg/Nm³, SA1/Nord 2 44,45 mg/Nm³, SA1/Nord 3 47,18 mg/Nm³). Il valore della concentrazione media annua delle polveri in CT2, pari a 160 mg/Nm³, è dovuto in primo luogo all'utilizzo di olii combustibili con un tenore di zolfo medio annuo dell'1,53% (si considera olio a medio tenore di zolfo quando la percentuale di questo nel combustibile è pari all'1,7%).</p>	<p>Nell'assetto futuro il nuovo CCGT sarà dotato di 4 camini dedicati (uno per ognuno dei 4 TG); essendo i TG alimentati a gas naturale non sarà necessario dotare i 4 nuovi camini di un precipitatore elettrostatico o di un filtro a maniche. Le emissioni di polveri ai camini dei 4 TG alimentati a gas naturale saranno sostanzialmente nulle. Con l'interposizione di un precipitatore elettrostatico sul camino del gruppo SA1/Nord 3, nel pieno rispetto della BAT, verranno raggiunte concentrazioni di polveri inferiori a 50 mg/Nm³. Tale valore potrebbe essere più basso anche in ragione ad un maggior utilizzo dell'alimentazione da gas di raffineria in luogo dell'alimentazione da olio combustibile. Tale valore di 50 mg/Nm³ per la concentrazione delle polveri rispetta abbondantemente la legislazione italiana vigente e le autorizzazioni in essere e, pertanto, non si ritiene necessario raggiungere un valore di questa pari o inferiore a 20 mg/Nm³.</p>

²⁸ I filtri elettrostatici riducono l'emissione di particolato e metalli pesanti, i filtri in tessuto riducono le emissioni di particolato costituito da polveri particolarmente fini PM_{2,5} e PM₁₀, e di metalli pesanti. I filtri in tessuto sono meno indicati dei filtri elettrostatici a causa dell'elevato rischio d'incendio che viene ridotto se essi si usano in combinazione a tecniche di desolforazione dei gas combusti (*FGD, flue-gas desulphurisation*). Con entrambi i filtri si raggiungono percentuali di riduzione di polveri e metalli superiori al 99,95%.

²⁹ Le BAT associate a livelli d'emissione sono basate su valori di concentrazione giornalieri medi, condizioni standard, livello di O₂ del 3% in peso e situazioni di carico tipiche. Per valori e carichi di picco, fasi di avviamento o periodi di inattività dei sistema di trattamento dei fumi, i valori di concentrazione potrebbero essere più alti.

³⁰ In riferimento alla taglia del gruppo SA1/Nord 3.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di SO₂		
<p>Utilizzare olio combustibile a basso contenuto di zolfo per ridurre il problema delle emissioni di SO₂ alla sorgente. Per gli impianti superiori a 100 MW_t tale tecnica, da sola, non può essere considerata una BAT. Utilizzare una combustione mista di olio e gas naturale, se disponibile, è anche parte della BAT.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE Normalmente i gruppi CT1, CT2, CT3, SA1/Nord 2, SA1/Nord 3 sono alimentati da olio combustibile a medio tenore di zolfo (MTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1,7%), oppure da olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ, avente un contenuto massimo di S pari a 1%) ma possono essere anche alimentati con un misto di olio combustibile e di gas di raffineria (<i>fuel gas</i>). La CT3 e la SA1/Nord 3 possono essere alimentate anche solo da gas di raffineria. Normalmente il gruppo SA1/Nord 1 viene alimentato da gas di raffineria depurato dai composti dello zolfo, ma può essere alimentata anche da olio combustibile (MTZ o BTZ) o con un misto di olio combustibile e <i>fuel gas</i>, analogamente a quanto può avvenire per i gruppi CT3 e SA1/Nord 3. Il tenore medio di zolfo equivalente degli olii combustibili utilizzati nel corso del 2005 è pari a: - 1,530% per la CTE (CT1, CT2 e CT3); - 1,088% per l'insieme SA1/Nord 2 e SA1/Nord 3; Il tenore in peso di zolfo del <i>fuel gas</i> con il quale è stato alimentato il gruppo SA1/Nord 1 è pari a 0,1985 (266 mg/Nm³) Considerando tali tenori di zolfo, si può affermare che la prima parte della BAT non è del tutto presente nei gruppi CT1, CT2 e CT3 della centrale CTE, ma è sostanzialmente presente nei 3 gruppi della centrale SA1/Nord. Nel Complesso si utilizzano due combustibili, l'olio combustibile ed il <i>fuel gas</i>. Dell'energia consumata dal Complesso nel corso del 2005 circa l'89% è stata ottenuta bruciando olio combustibile e circa l'11% è stata ottenuta bruciando <i>fuel gas</i>. Il <i>fuel gas</i>, pur non essendo gas naturale, è stato depurato dai composti dello zolfo prima di essere utilizzato nel gruppo SA1/Nord 1.</p>	<p>Con il nuovo assetto il nuovo gruppo CCGT, in sostituzione della CTE, sarà alimentato a GN e non vi saranno emissioni di SO₂ ai camini dei 4 TG. Verranno così consumati ingenti quantitativi di metano a scapito del consumo di olio combustibile. A seguito delle modifiche impiantistiche (riambientalizzazione) sul gruppo SA1/Nord 3 le emissioni di SO₂ saranno inferiori a 1460 mg/Nm³ in ogni condizione di esercizio. Tale limite è congruo con quello richiesto dalle autorizzazioni in essere. Per garantire tale livello sarà utilizzata un'opportuna miscela di olio combustibile MTZ/BTZ e <i>fuel gas</i> depurato dai composti dello zolfo. In caso di mancanza di gas di raffineria, sarà possibile alimentare la caldaia a gas naturale.</p>

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di SO₂		
<p>In combinazione all'utilizzo di olio combustibile a basso tenore di zolfo utilizzare un assorbitore ad umido (<i>wet scrubber</i>) ad esempio con soluzione acquosa basica contenente calce e calcite e produzione di gesso per ridurre le emissioni di SO₂ e di polveri (solo per impianti superiori a 100 MWt)³¹.</p> <p>In combinazione all'utilizzo di olio combustibile a basso tenore di zolfo ed in alternativa ad un <i>wet scrubber</i> è possibile utilizzare tecniche di desolfurazione a secco dei gas combusti³² (<i>dry FGD</i>) quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> – tecniche d'iniezione di assorbenti nel condotto dei gas combusti (iniezione di assorbenti a base di calcio o sodio, ad esempio); – assorbitori spray a secco³³. 	<p>NON PRESENTE</p> <p>Su ognuno dei sei camini non sono presenti nè <i>wet scrubber</i>, nè vengono utilizzate tecniche <i>dry FGD</i>.</p>	<p>Si vedano gli interventi proposti per la riduzione delle emissioni di SO₂ precedentemente indicati. Non è stato preso in considerazione l'utilizzo di assorbitori a umido o a secco sul camino di SA1/Nord 3 in quanto la concentrazione di SO₂ nei fumi sarà pari a 1460 mg/Nm³ (il limite autorizzativo viene rispettato) con il solo <i>mix</i> di olio combustibile-gas di raffineria, ovvero riducendo il tenore di zolfo medio contenuto dal combustibile equivalente.</p>
<p>In riferimento alla BAT precedente è possibile utilizzare assorbitori ad acqua di mare³⁴ per ridurre le emissioni di SO₂.</p>	<p>NON PRESENTE</p>	<p>Si vedano gli interventi proposti per la riduzione delle emissioni di SO₂ precedentemente indicati. Non è stato preso in considerazione l'utilizzo di assorbitori a umido o a secco in quanto il limite autorizzativo di 1460 mg/Nm³ può essere rispettato con il solo <i>mix</i> di olio combustibile-gas di raffineria, ovvero riducendo il tenore di zolfo medio contenuto dal combustibile equivalente.</p>
<p>In riferimento alle BAT principali per la riduzione delle emissioni della SO₂ è possibile applicare altre tecniche di riduzione degli SO₂ in concomitanza alla riduzione di NO_x³⁵.</p>	<p>NON PRESENTE</p>	<p>Si vedano gli interventi proposti per la riduzione delle emissioni di SO₂ precedentemente indicati. Non è stato preso in considerazione l'utilizzo di altre tecniche di riduzioni combinate di SO₂ e NO_x in quanto il limite autorizzativo può essere rispettato con il solo <i>mix</i> di olio combustibile-gas di raffineria, ovvero riducendo il tenore di zolfo medio contenuto dal combustibile equivalente.</p>

³¹ *Retrofit* possibile. E' la tecnica più economica per i soli grossi impianti. Gli assorbitori esistenti ad umido possono essere migliorati attraverso l'ottimizzazione del percorso del flusso nell'assorbitore.

A causa dell'uso della calce, As, Cd, Pb e Zn potrebbero presentare concentrazioni nei fumi significativamente più alte. Un discorso analogo può essere fatto per le emissioni in acqua.

³² Le tecniche *dry FGD* sono usate principalmente in impianti aventi una capacità termica di meno di 300 MW_t,

³³ Siccome il sistema di abbattimento produce polveri, si riducono queste solo in combinazione di sistemi di rimozione del particolato (filtri elettrostatici o filtri in tessuto). E' possibile un intervento di *retrofit*. I residui di combustione devono essere smaltiti.

³⁴ Intervento di *retrofit* possibile. Valutare l'impatto sull'ambiente marino al fine di evitare effetti ambientali e ecologici negativi. Raramente applicato. In vicinanza allo scarico si producono livelli di pH bassi e emissioni di metalli pesanti. Ceneri rimanenti nell'ambiente marino.

³⁵ Intervento di *retrofit* impianto-specifico

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di SO₂		
<p>I limiti di emissione di SO₂³⁶ associati alla presenza delle BAT, ovvero alla presenza:</p> <ul style="list-style-type: none"> – di un olio combustibile a basso tenore di zolfo in combinazione ad una co-combustione di gas ed olio; – di tecniche di desolforazione dei gas combusti ad umido; – di tecniche di desolforazione dei gas combusti ad umido come l'iniezione di assorbenti nel condotto dei gas combusti o l'introduzione di assorbitori spray a secco; – di assorbitori ad acqua di mare; – di tecniche combinate per la riduzione di NO_x e SO₂ in un impianto di combustione già esistente e alimentato a combustibile liquido, di potenza superiore a 300 MW_t³⁷ sono compresi tra 50 mg/Nm³ e 200³⁸ mg/Nm³. 	<p>NON PRESENTE</p> <p>Le emissioni medie annue di SO₂ nel corso del 2005 variano in funzione dei 5 gruppi alimentati normalmente ad olio combustibile (escludendo il gruppo SA1/Nord 1 alimentato a <i>fuel gas</i> (266 mg/Nm³), da circa 1.500 mg/Nm³ (CT3, 1.563 mg/Nm³) a circa 2.600 mg/Nm³ (CT2, 2.583 mg/Nm³).</p>	<p>Con il nuovo assetto il nuovo gruppo CCGT, in sostituzione della CTE, sarà alimentato a GN e non vi saranno emissioni di SO₂ ai camini dei 4 TG. Verranno così consumati ingenti quantitativi di metano a scapito del consumo di olio combustibile.</p> <p>A seguito delle modifiche impiantistiche (riambientalizzazione) sul gruppo SA1/Nord 3 le emissioni di SO₂ saranno inferiori a 1460 mg/Nm³ in ogni condizione di esercizio. Tale limite è inferiore a quello richiesto dalle autorizzazioni in essere. Per garantire tale livello sarà utilizzata un'opportuna miscela di olio combustibile e fuel gas depurato dai composti dello zolfo. In caso di mancanza di gas di raffineria, sarà possibile alimentare la caldaia con un misto olio combustibile BTZ e gas naturale.</p>
<p>Il monitoraggio delle emissioni di SO₂ deve avvenire in continuo.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>E' presente un analizzatore in continuo di SO₂ sul camino del gruppo SA1/Nord 3.</p> <p>Negli altri 5 camini non viene realizzato il monitoraggio continuo di SO₂.</p>	<p>Con il nuovo assetto, poichè i 4 TG del CCGT saranno alimentati a gas naturale, non sarà più necessario effettuare tale monitoraggio in quanto non vi saranno emissioni di SO₂.</p> <p>Va comunque sottolineato come la produzione di SO₂ nel camino del gruppo SA1/Nord 3 è intimamente collegata al mix di combustibili utilizzati e pertanto il controllo delle emissioni di SO₂ verrà anche effettuato controllando in continuo, con il nuovo sistema DCS, l'apporto dei diversi combustibili (MTZ/BTZ e <i>fuel gas</i> depurato dai composti dello zolfo, ma eventualmente anche metano in sostituzione del <i>fuel gas</i>) in modo da garantire che le emissioni di SO₂ siano inferiori a 1.460 mg/Nm³ in ogni condizione di esercizio.</p>

³⁶ Le BAT associate a livelli d'emissione sono basate su valori di concentrazione giornalieri medi, condizioni standard, livello di O₂ del 3% in peso e situazioni di carico tipiche. Per valori e carichi di picco, fasi di avviamento o periodi di inattività dei sistema di trattamento dei fumi, i valori di concentrazione potrebbero essere più alti

³⁷ In riferimento alla taglia del gruppo SA1/Nord 3.

³⁸ Uno stato membro ha proposto che l'intervallo associato alle BAT per gli impianti esistenti con potenza al focolare superiore a 300 MW_t dovrebbe essere 100 – 400 mg/Nm³, perchè questi livelli si conformano con i limiti di emissione degli stati membri.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO_x in impianti combustione alimentati con combustibili liquidi		
<p>In generale, per gli impianti di combustione alimentati con combustibili liquidi è considerata BAT l'uso di una combinazione di misure primarie e secondarie. Per gli impianti aventi una potenza termica al focolare superiore a 50 MW_t ed in special modo superiore a 100 MW_t, per la riduzione delle emissioni di NO_x è considerata BAT l'uso delle misure primarie in combinazione con l'utilizzo di un riduttore catalitico selettivo (SCR)³⁹ o, in alternativa a questo, l'utilizzo di altre tecniche "end-of-pipe" a camino o comunque successive al processo di combustione. Le misure primarie per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO_x e N₂O in atmosfera generati da generatori e processi di combustione alimentati da combustibili liquidi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la regolazione di un basso eccesso d'aria (alta efficienza termica supportata da buoni sistemi di controllo e regolazione dell'ossigeno); - le tecniche di combustione con bruciatori a bassa emissione di NO_x (bruciatori a bassa emissione di NO_x di seconda e terza generazione)⁴⁰; - la ricircolazione in boiler dei gas combusti (FGR, <i>flue gas recirculation</i>), - le tecniche di combustione multifase (<i>reburning</i>); - l'introduzione in due zone (zonizzazione) dell'aria comburente (<i>air staging</i>) attraverso l'opzione <i>overfire air (OFA)</i> che prevede la realizzazione di "porte d'aria" in aggiunta ai bruciatori esistenti da posizionarsi sopra la linea dei bruciatori⁴¹. <p>Le misure secondarie per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO_x e NO₂ in atmosfera generati da generatori e processi di combustione alimentati da combustibili liquidi sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - riduttori selettivi catalitici (SCR) e riduttori selettivi non catalitici (SNCR) - tecniche combinate per la riduzione di NO_x e SO₂. 	<p>NON PRESENTE</p> <p>Non sono presenti né misure primarie, né misure secondarie per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO_x e NO₂ in atmosfera (SCR o SNCR o tecniche combinate).</p>	<p>Il nuovo assetto in sè, nuovo gruppo CCGT in sostituzione della CTE e riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, costituisce in generale un intervento migliorativo in quanto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i gruppi CT1, CT2, CT3 e SA1/Nord 2 verranno dismessi; - il gruppo SA1/Nord 1 verrà utilizzato solo in caso di emergenza al posto di SA1/Nord 3; - sia i 4 TG che la SA1/Nord 3 saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di NO_x (DLN); - le emissioni di NO_x ai camini delle 4 turbine a gas non saranno superiori, secondo le specifiche di progetto, a 30 mg/Nm³; - le emissioni di NO_x al camino della SA1/Nord 3 non saranno superiori, dopo l'intervento di riambientalizzazione del gruppo, a 450 mg/Nm³. <p>Inoltre il gruppo SA1/Nord 3 è stato dotato, come misura secondaria di riduzione degli NO₂ nonostante il rispetto dell'autorizzazione in essere, di un sistema FGR.</p>

³⁹ La fattibilità economica dell'applicazione di un sistema SCR su un sistema di generazione di calore esistente è principalmente una questione legata alle aspettative di tempo di vita residuo dell'impianto, che non può necessariamente essere determinato dalla sola età di questo.

⁴⁰ I migliori risultati ottenibili mediante combustioni a basse emissioni di NO_x vengono ottenuti quando il sistema è parte integrante della progettazione del boiler, ovvero nelle nuove installazioni.

⁴¹ L'altezza della camera di combustione nei vecchi impianti può pregiudicare l'installazione delle porte *overfire*. Anche il tempo di residenza dei gas di combustione, in queste condizioni, potrebbe non essere sufficientemente lungo per completare la combustione.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la prevenzione ed il controllo delle emissioni di NO_x in impianti combustione alimentati con combustibili liquidi		
<p>Per gli impianti esistenti di combustione aventi potenza termica al focolare superiore a 300 MW_t⁴² alimentati da combustibili liquidi, le emissioni di NO_x⁴³ devono essere ridotte a valori di concentrazione di 50-150⁴⁴ mg/Nm³.</p> <p>Tali valori sono associati all'utilizzazione di misure primarie (<i>air staging, fuel staging</i>, bruciatori a basse emissioni di NO_x, <i>reburning</i>, ecc.) in combinazione con SCR o tecniche combinate di riduzione di SO₂ e NO_x.</p>	<p>Le medie annue dei valori di concentrazione di NO_x⁴⁵ nel corso del 2005 sono pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - circa 207 mg/Nm³ per la CT1; - circa 311 mg/Nm³ per la CT2; - circa 248 mg/Nm³ per la CT3; - circa 432 mg/Nm³ per la SA1/Nord 1; - circa 351 mg/Nm³ per la SA1/Nord 2; - circa 738 mg/Nm³ per la SA1/Nord 3. 	<p>Il nuovo assetto in sè, nuovo gruppo CCGT in sostituzione della CTE e riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, costituisce in generale un intervento migliorativo in quanto:</p> <ul style="list-style-type: none"> - i gruppi CT1, CT2, CT3 e SA1/Nord 2 verranno dismessi; - il gruppo SA1/Nord 1 verrà utilizzato solo in caso di emergenza al posto di SA1/Nord 1; - sia i 4 TG che la SA1/Nord 3 saranno dotati di bruciatori a bassa emissione di NO_x (DLN); - le emissioni di NO_x ai camini delle 4 turbine a gas non saranno superiori, secondo le specifiche di progetto, a 30 mg/Nm³; - le emissioni di NO_x al camino della SA1/Nord 3 non saranno superiori, dopo l'intervento di riambientalizzazione del gruppo, a 450 mg/Nm³. <p>Non si ritiene economicamente giustificato dotare il gruppo SA1/Nord 3 di misure secondarie di riduzione degli NO_x alla luce del rispetto dell'autorizzazione in essere e degli interventi di riambientalizzazione proposti.</p>
<p>Il monitoraggio delle emissioni di NO_x deve avvenire in continuo.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE</p> <p>E' presente un analizzatore in continuo degli NO_x sul camino del gruppo SA1/Nord 3.</p> <p>Negli altri 5 camini non viene realizzato il monitoraggio continuo degli NO_x.</p>	<p>Per quanto riguarda il nuovo CCGT, ognuno dei 4 camini sarà dotato di un sistema di analisi in continuo dei seguenti parametri chimici e fisici:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ossigeno (O₂) - Monossido di Carbonio (CO) - Acqua (H₂O) - Ossidi di azoto (NO_x) - Temperatura - Portata, mediante metodo indiretto.

⁴² In riferimento alla taglia del gruppo SA1/Nord 3.

⁴³ Le BAT associate a livelli d'emissione sono basate su valori di concentrazione giornalieri medi, condizioni standard, livello di O₂ del 3% in peso e situazioni di carico tipiche. Per valori e carichi di picco, fasi di avviamento o periodi di inattività dei sistema di trattamento dei fumi, i valori di concentrazione potrebbero essere più alti.

⁴⁴ Uno stato membro ha proposto che l'intervallo associato alle BAT per gli impianti esistenti con potenza al focolare superiore a 300 MW_t dovrebbe essere 100 – 400 mg/Nm³, perchè questi livelli si conformano con i limiti di emissione degli stati membri.

⁴⁵ Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la minimizzazione delle emissioni di CO in impianti combustione alimentati con combustibili liquidi		
<p>Per minimizzare l'emissione di CO la combustione deve essere completa e ciò può essere ottenuto attraverso una corretta progettazione della camera di combustione, attraverso l'utilizzo di sistemi di monitoraggio in continuo e tecniche di controllo di processo ad alte prestazioni ed infine attraverso un'attenta manutenzione del sistema di combustione. Inoltre un sistema di riduzione degli NO_x porta anche i livelli di CO al di sotto di 100 mg/Nm³.</p>	<p>PARZIALMENTE PRESENTE Le medie annue dei valori di concentrazione di CO⁴⁶ nel corso del 2005 sono pari a:</p> <ul style="list-style-type: none"> - circa 14,3 mg/Nm³ per la CT1; - circa 83,9 mg/Nm³ per la CT2; - circa 5 mg/Nm³ per la CT3; - circa 8,6 mg/Nm³ per la SA1/Nord 1; - circa 5 mg/Nm³ per la SA1/Nord 2; - circa 271,5 mg/Nm³ per la SA1/Nord 3. 	<p>La riambientalizzazione del gruppo SA1/Nord 3, in riferimento alla BAT, prevede i seguenti interventi migliorativi:</p> <ul style="list-style-type: none"> - sostituzione dei 9 bruciatori attuali con bruciatori a bassa emissione di ossidi di azoto (bruciatori "Low NO_x", LNB) per riduzione delle emissioni gassose di NO_x e polveri; - pulizia a ferro vivo di tutte le superfici di scambio della caldaia; - pulizia a fondo delle superfici di scambio dei riscaldatori aria rigenerativi (RAH); - Ripristino delle tenute e riallineamento dei RAH. <p>E' inoltre prevista la modernizzazione del sistema di strumentazione e controllo del gruppo SA1/Nord 3 e del gruppo di emergenza SA1/Nord 1.</p> <p>Sostituendo i 3 gruppi della CTE normalmente alimentati ad olio combustibile MTZ con il nuovo CCGT le cui 4 turbine a gas sono alimentate a gas naturale si avrà un miglioramento della combustione e una minimizzazione delle perdite energetiche a questa associata.</p> <p>Le 4 turbine a gas installate del nuovo CCGT sono di nuova generazione con elevati livelli di abbattimento degli inquinanti gassosi (tipicamente NO_x e CO per combustione a gas naturale) grazie al perfezionamento delle tecniche di controllo della combustione ed all'ottimizzazione dei combustori. In particolare, il sistema di combustione a secco (tipo <i>DLN</i>) consente di ridurre la temperatura di fiamma e la formazione di NO_x termici mediante una premiscelazione di aria e miscela povera di combustibile.</p> <p>I limiti di emissione di ossidi di azoto per macchine della taglia proposta con combustori di tipo <i>DLN</i>, garantiti dai fornitori delle turbine a gas (General Electric, Siemens / Ansaldo etc), per funzionamento a gas naturale nel campo di funzionamento tra circa 70 % - 100 % del carico elettrico sono i seguenti (riferiti a 15 % di O₂ nei fumi secchi):</p> <ul style="list-style-type: none"> - circa 30 mg/Nm³ per NO_x; - circa 15 mg/Nm³ per CO.

⁴⁶ Dati medi annui del 2005 ottenuti a partire da 2 campagne di misure dirette semestrali

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per una corretta gestione dei RIFIUTI		
<p>Per una migliore gestione dei rifiuti è considerata BAT:</p> <ul style="list-style-type: none"> - un sistema di gestione ambientale (SGA) che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero riciclaggio dei rifiuti; - buone procedure operative e di manutenzione impianto; - applicare in anticipo le BAT presenti nel BREF di prossima pubblicazione sui rifiuti (caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità del rifiuto). <p>In caso di presenza di un impianto di trattamento reflui è definita BAT l'ottimizzazione dello stesso anche attraverso una diminuzione del volume di fanghi prodotti.</p>	<p>PRESENTE</p> <p>Anche se non è presente un SGA esistono procedure interne per la corretta gestione dei rifiuti (si veda l'Allegato E3) che prevedono l'analisi di alcuni parametri per la determinazione di pericolosità degli stessi e la loro quantificazione annua.</p> <p>Le caldaie sono sottoposte a controlli periodici anche al fine di minimizzare i quantitativi di rifiuti prodotti (si veda l'Allegato B18).</p> <p>Dal luogo di produzione, i rifiuti sono confezionati in adeguati contenitori per eventuale trasporto in ADR e trasportati con automezzi presso l'area adibita al deposito temporaneo rifiuti in cui vengono eseguite analisi chimiche ai fini della classificazione.</p> <p>Il deposito temporaneo rifiuti è costituito da una superficie pavimentata, recintata e impermeabilizzata grazie alla presenza di uno strato in cemento, su cui sono state posate, nell'ordine, una rete elettrosaldata, una guaina in polietilene ad alta densità di 2 cm di spessore e cemento.</p> <p>L'area ha una superficie di circa 1.400 m². I rifiuti sono depositati separatamente suddivisi per lotti di produzione all'interno di contenitori (<i>big bag</i>, fusti metallici, etc.).</p> <p>Nel caso di produzione straordinaria di rifiuti (caso anomalo), lo smaltimento dei rifiuti avviene direttamente dal luogo di produzione (area di impianto) secondo procedura.</p>	<p>La quantità complessiva di rifiuti prodotta dal Complesso con il nuovo assetto è inferiore a quella attuale, in particolare a causa del cambio di combustibile nel nuovo CCGT (da olio combustibile a gas naturale).</p> <p>Per l'impianto SA1/Nord 3, a fronte di una migliore efficienza complessiva a seguito dell'ambientalizzazione, l'installazione del nuovo ESP porterà alla produzione di rifiuti solidi (polveri) da smaltire compensati dall'assenza delle polveri trattenute dall'ESP di CT1 che sarà dismessa.</p> <p>Le quantità di polveri che il filtro può rimuovere, in condizioni di massimo carico (18,5 t/h di olio combustibile di alimentazione), saranno pari a 20,5 kg/h.</p> <p>Tuttavia le polveri trattenute dal filtro non verranno più emesse in atmosfera e, pertanto, anche questo intervento è indirizzato ad un contenimento dei rilasci nell'ambiente.</p>

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la migliore gestione degli scarichi idrici, per ridurre le emissioni in acqua ed evitarne la contaminazione		
<p>Per una migliore gestione degli scarichi idrici è considerata BAT:</p> <ul style="list-style-type: none"> - il trattamento dell'acqua con flocculazione o sedimentazione per la rimozione di fluoruri, metalli pesanti, COD e solidi sospesi; - la riduzione dell'ammoniaca mediante strippaggio, precipitazione o biodegradazione;⁴⁷ - l'utilizzo di processi-operazioni a circuito chiuso per la riduzione delle acque reflue scaricate. <p>Per la rigenerazione dei demineralizzatori e dei sistemi di trattamento delle acque di condensa/alimentazione (letti misti, osmosi inversa, resine a scambio ionico, ecc.) è considerata BAT la neutralizzazione e la sedimentazione.</p> <p>Per il trattamento degli eluati è considerata BAT la neutralizzazione.</p> <p>Per il lavaggio dei boiler, dei preriscaldatori ad aria e dei precipitatori (filtri elettrostatici) è considerata BAT per ridurre lo scarico di acque reflue:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la neutralizzazione e l'esecuzione di operazioni a circuito chiuso; - oppure il ripristino attraverso metodi di pulizia a secco. <p>Per le acque superficiali raccolte è considerata BAT:</p> <ul style="list-style-type: none"> - la sedimentazione, il trattamento chimico ed il riutilizzo interno; - l'uso di sistemi di separazione dell'olio. <p>I livelli di emissione associati alle BAT per il trattamento delle acque reflue dell'impianto sono:</p> <ul style="list-style-type: none"> - COD : < 150 mg/l; - F : 1 – 30 mg/l; - Composti nitrati: < 50 mg/l; - Solidi 5 – 30 mg/l; - Solfati 1.000 – 2.000 mg/l; - Solfuri < 0,2 mg/l; - Solfiti 0,5 – 20 mg/l; - Cd < 0,05 mg/l; - Cr < 0,5 mg/l; 	<p>PRESENTE</p> <p>Il Complesso produce le seguenti tipologie di reflui:</p> <ul style="list-style-type: none"> - acque di raffreddamento, costituite dagli scarichi di acqua mare per il raffreddamento nei condensatori a valle delle turbine a vapore; - acque piovane, comprese le acque piovane potenzialmente oleose, raccolte dalle aree di impianto in cui è possibile la presenza di sostanze organiche (pozzetti e vasche raccolta di colaticci di natura oleosa, condensate di processo); - acque acide (scarico discontinuo), costituite dai reflui discontinui ottenuti dalla rigenerazione delle resine a scambio ionico ed a letto misto dell'impianto SA9; - acque civili (fogna nera), dai servizi. <p>Inoltre il Complesso genera acque oleose a seguito degli interventi di lavaggio e manutenzione delle aree di impianto.</p> <p>ACQUE DI RAFFREDDAMENTO</p> <p>Tutte le acque di raffreddamento recapitano al canale Vallone della Neve, eccetto le acque di raffreddamento dalla centrale CT3 che convoglia direttamente a mare tramite lo scarico 24.</p> <p>Sono presenti i seguenti punti di scarico delle acque di raffreddamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> - scarico 327 di acqua mare di raffreddamento dagli impianti SA1/Nord 1 e SA1/Nord 2, a Vallone della Neve (scarico diretto); - scarico 328 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto da SA1/Nord 3, a Vallone della Neve (scarico diretto); - scarico 353 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT1 (e CT2), a Vallone della Neve (scarico diretto); - scarico 24 di acqua mare di raffreddamento dall'impianto CT3 a mare (scarico diretto). <p>Il Vallone della Neve scarica a sua volta le acque a mare attraverso lo scarico 20, scarico per il quale il Complesso e la Raffineria hanno richiesto alle Autorità Competenti la cointestazione dell'autorizzazione allo scarico, attualmente intestata alla sola Raffineria.</p> <p>ACQUE PIOVANE</p> <p>Le acque piovane raccolte nell'area degli impianti di CTE sono convogliate in una vasca di raccolta che le rilancia, tramite pompe, ad una condotta della Raffineria a cui affluiscono altri reflui dello stabilimento. La condotta confluisce ad un impianto di trattamento di proprietà di Raffinerie (TAS) e da qui all'impianto di trattamento consortile (IAS).</p> <p>La vasca di raccolta è provvista di un troppo pieno per lo scarico diretto, in condizioni di emergenza, al Canale 24.</p> <p>Per definizione il suddetto scarico è indiretto. Il contributo stimato dello scarico indiretto del Complesso rispetto al volume di acqua che entra al TAS</p>	<p>Il CCGT sarà provvisto dei seguenti sistemi di raccolta, eventuale trattamento e scarico o smaltimento dei reflui:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Fogna oleosa – il sistema raccoglierà gli scarichi dalle turbine a vapore, dai turbogas, dai trasformatori, e le acque civili. Il sistema raccoglierà anche le acque piovane che insistono nelle aree cordolate. La fogna oleosa riceverà anche i colaticci dei prodotti chimici di additivazione caldaia e circuito di raffreddamento a ciclo chiuso. La fogna oleosa confluirà all'interno del collettore di Raffineria che a sua volta recapiterà i reflui all'impianto IAS. - Fogna meteorica - il sistema raccoglierà le acque piovane dalle zone non cordolate e da strade, piazzali, tettoie fabbricati. L'acqua raccolta nei primi cinque minuti di pioggia (acqua di prima pioggia) verrà segregata ed inviata a fogna oleosa di stabilimento. Le successive acque meteoriche raccolte verranno inviate allo scarico 24 e da qui a mare. - Gli spurghi delle caldaie e turbine a vapore verranno raccolti in due vasche di recupero dove saranno attemperati con acqua dolce e successivamente recuperati al chiariflocculatore dell' SA9 per produrre acqua demineralizzata. <p>Nelle aree di stoccaggio di prodotti chimici (usati per il condizionamento delle caldaie a recupero e circuito intermedio di raffreddamento) saranno presenti vasche di raccolta con rivestimento antiacido per contenere eventuali rilasci di prodotti chimici dai serbatoi. Da qui il liquido verrà inviato in fogna oleosa. Le acque di lavaggio dei turbogas saranno convogliate in vasche (una in prossimità di ogni turbina a gas) da dove verranno rimosse periodicamente mediante autosurgito e smaltite come rifiuti liquidi. È infine presente una vasca (CTE0-30-S-401) in cui verranno raccolti gli spurghi delle caldaie a recupero. Da qui l'acqua sarà pompata al chiariflocculatore (impianto SA9).</p> <p>Per quanto riguarda la centrale SA1/Nord, gli interventi di razionalizzazione previsti consistono in:</p> <ul style="list-style-type: none"> - collettamento dei pozzetti esistenti di raccolta dei reflui oleosi; - installazione di pompe di rilancio; - costruzione di tubazioni di collegamento tra le mandate delle pompe e il collettore della fogna oleosa di Raffineria. <p>Per quanto riguarda il nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata (SA9) la nuova vasca di neutralizzazione/egualizzazione da 800 m³, che verrà installata a monte della vasca di neutralizzazione da 245 m³ esistente, costituirà un "volano" capace di smorzare la grande variabilità di portata e di pH della singola rigenerazione, e di realizzare una "neutralizzazione interna" tra gli eluati acido e basico.</p> <p>In passato il sistema aveva evidenziato i seguenti limiti:</p> <ul style="list-style-type: none"> - insufficiente equalizzazione del pH; - eccessive oscillazioni di pH, anche dopo neutralizzazione; - variabilità della portata di eluato nel corso della singola rigenerazione, con conseguente difficoltà di neutralizzazione. <p>La vasca di equalizzazione sarà rivestita internamente con materiale resistente all'ambiente sia acido sia alcalino.</p> <p>Sul fondo della vasca sarà installata una tubazione munita di fori, in cui sarà insufflata aria da una soffiante (portata di 400-800 Nm³/h) per rimescolare il refluo favorendo la neutralizzazione interna. Il refluo da trattare sarà convogliato all'interno della vasca di equalizzazione per gravità, mentre l'invio alla vasca di neutralizzazione avverrà tramite pompa centrifuga verticale immersa nella vasca di equalizzazione.</p> <p>A seguito dell'installazione dei nuovi impianti, dell'utilizzo di gas naturale a scapito di olio combustibile e della costruzione dei sistemi di contenimento descritti, il Complesso ridurrà le proprie emissioni in</p>

⁴⁷ Applicabile solamente se il contenuto di ammoniaca nelle acque reflue è alto a causa dei sistemi SCR e SNCR usati.

BAT APPLICABILI AL COMPLESSO	VERIFICA DELLA PRESENZA DELLA BAT E GAP ANALYSIS	INTERVENTI DI ADEGUAMENTO/MIGLIORAMENTO - ASSETTO FUTURO - CONSIDERAZIONI
BAT per la migliore gestione degli scarichi idrici, per ridurre le emissioni in acqua ed evitarne la contaminazione		
<ul style="list-style-type: none"> - Cu <0,5 mg/l; - Hg 0,01 – 0,02 mg/l; - Ni <0,5 mg/l; - Pb <0,1 mg/l; - Zn <1 mg/l 	<p>è di circa il 2%.</p> <p>Le acque piovane dall'area di SA1/Nord sono raccolte da più pozzetti e da qui sono pompate e trasportate via autobotte al TAS, ad eccezione di un unico punto da cui l'acqua è pompata alla fogna oleosa di stabilimento. Attualmente sono in corso lavori per collegare tutti i pozzetti alla fogna oleosa.</p> <p>ACQUE ACIDE Le acque acide, provenienti dalla rigenerazione delle resine a scambio ionico e dei letti misti, convogliano all'interno di vasche di neutralizzazione (impianto SA9), e da qui, attraverso una condotta interrata in vetro resina, confluiscono allo scarico 328/A. I reflui di lavaggio delle resine a letto misto dell'impianto di affinamento dell'acqua in ingresso alla CTE vengono convogliati allo scarico 24 previo passaggio in una piccola vasca di neutralizzazione.</p> <p>ACQUE CIVILI Il Complesso non è provvisto di una rete di raccolta delle acque civili che sono convogliate con le acque piovane allo scarico 24 e al Vallone della Neve. E' in corso di realizzazione a cura di ENI un sistema di raccolta delle acque civili con invio a fogna oleosa e quindi ad IAS.</p> <p>RIDUZIONE ACQUE REFLUE Per il lavaggio dei Ljungstroem viene ridotto lo scarico di acque reflue mediante l'esecuzione di operazioni a circuito chiuso; queste vengono poi smaltite come rifiuto.</p>	<p>acqua.</p>