



ERG Nuove Centrali S.p.A.
Priolo Gargallo (SR)
Rel. T50097/7025

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE

ERG Nuove Centrali Impianti Sud

**ALLEGATO B18 – RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI
PRODUTTIVI**

INDICE

1.	INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI	1
1.1	Identificazione del Complesso IPPC	1
1.2	Evoluzione nel tempo del Complesso.....	1
2.	DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO	3
2.1	Descrizione degli impianti	3
2.1.1	Impianto 2000 – Centrale termoelettrica (CTE).....	3
2.1.2	Impianto 2100 – Gestione e distribuzione dell’energia elettrica.	8
2.1.3	Impianto 2300 – Produzione di aria compressa	10
2.1.4	Impianto 2400 - Distribuzione olio e gas combustibile.....	10
2.1.5	Impianto 2600 – Pretrattamento e demineralizzazione delle acque.....	10
2.1.6	Impianto 2700 - Sistema della soda caustica.....	15
3.	MATERIE PRIME ED AUSILIARIE	16
3.1	Stoccaggio materie prime ed ausiliarie	16
4.	COMBUSTIBILI UTILIZZATI.....	19
5.	CONSUMO RISORSE IDRICHE	20
6.	BILANCIO ENERGETICO.....	21
7.	EMISSIONI IN ACQUA	23
8.	EMISSIONI IN ATMOSFERA	25
8.1	Emissioni convogliate.....	25
9.	PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	31
10.	GESTIONE DEL COMPLESSO	33
10.1	Sala controllo degli impianti.....	33
10.2	Impianti e servizi antincendio.....	33
10.3	Fermata per manutenzione	33
10.4	Gestione delle anomalie	34
10.4.1	Fermate accidentali	34
10.4.2	Basse portate	35
10.4.3	Bassa pressione	35
10.4.4	Alta conducibilità dell’acqua demineralizzata.....	35
10.4.5	Infiltrazioni di acqua mare	35
10.4.6	Fuori servizio degli scambiatori ad alta pressione.....	36
10.5	Allarmi	36
10.5.1	Impianto 2000	36
10.6	Procedure	36
10.6.1	Ispezione interna per caldaie, turbine e degasatori	36
10.6.2	Procedure di emergenza.....	36

TABELLE

Tabella a	Consumo materie prime ed ausiliarie del 2005
Tabella b	Modalità di stoccaggio delle materie prime ed ausiliarie
Tabella c	Combustibili impiegati dal Complesso
Tabella d	Combustibili consumati nel 2005
Tabella e	Consumo risorse idriche nel 2005
Tabella f	Energia termica prodotta nel 2005
Tabella g	Energia elettrica prodotta nel 2005
Tabella h	Energia termica ed elettrica consumata nel 2005
Tabella i	Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005
Tabella j	Caratteristiche del camino B
Tabella k	Massime emissioni convogliate al camino B
Tabella l	Emissioni convogliate mensili da monitoraggio continuo al camino B - 2005
Tabella m	Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo al camino B – maggio 2005
Tabella n	Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo al camino B – ottobre/novembre 2005
Tabella o	Rifiuti prodotti nel 2005
Tabella p	Giorni di fermo impianto per manutenzione

ALLEGATI

Allegato B18	Planimetria generale dello stabilimento
---------------------	---

1. INTRODUZIONE ED INFORMAZIONI GENERALI

La presente relazione descrive in modo sintetico l'evoluzione nel tempo dell'impianto, il ciclo produttivo, i flussi in ingresso ed in uscita dal medesimo e costituisce l'Allegato B18 – Relazione tecnica dei processi produttivi - della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) di ERG Nuove Centrali Impianti Sud (Complesso) di Priolo Gargallo (SR) di ERG Nuove Centrali S.p.A.

1.1 Identificazione del Complesso IPPC

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 pari a 418,8 MW e pertanto, ai sensi dell'Allegato V del medesimo Decreto, è soggetto ad AIA statale. Il Complesso è autorizzato all'esercizio dall'Assessorato Industria della Regione Sicilia con DD.AA. n. 43 del 06/02/76 e n. 2086 del 23/11/92 e D.R.S. n. 825 del 01/10/02.

1.2 Evoluzione nel tempo del Complesso

Il Complesso sorge su un'area di circa 31.176 m² all'interno della Raffineria Isab Impianti Sud (Raffineria) di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A., nella parte sud orientale della Sicilia, nella baia di Santa Panagia, tra Priolo Gargallo e Siracusa, a 3 km dal proprio porto.

Il Complesso, la cui costruzione avvenne nel 1974, operativo dal 1975, fu concepito quale centrale termoelettrica ad esclusivo utilizzo della Raffineria e pertanto, fino al 01/01/2004, faceva parte del complesso IPPC denominato Raffineria Isab Impianti Sud.

In data 09/09/2003 viene costituita la società ERG Nuove Centrali s.r.l. (ERG NUCE) ed in data 01/01/04 il ramo d'azienda relativo all'attività di produzione e distribuzione di energia elettrica della Raffineria viene trasferito ad ERG NUCE. Nel dettaglio sono conferiti alla proprietà di ERG NUCE i seguenti impianti di Raffineria: la centrale termoelettrica (impianto 2000), l'impianto di distribuzione di energia elettrica limitatamente alla sottostazione SS 150 kV ad alle cabine C401 e C405 (impianto 2100), l'impianto di pretrattamento e demineralizzazione delle acque (impianto 2600) limitatamente alle unità di pretrattamento, demineralizzazione ed addolcimento e l'impianto della soda caustica (impianto 2700) . In data 07/05/04 ERG NUCE viene trasformata in Società per Azioni.

Di seguito si riportano le principali variazioni impiantistiche apportate al Complesso nel corso degli anni:

- installazione dell'impianto di pretrattamento delle acque e modifica all'impianto di acqua demi (1983)
- rilocazione del quadro di controllo dei comandi per l'accensione dei generatori di vapore (1992)
- installazione del sistema di supervisione e controllo *Distributed Control System* (DCS) nella sala controllo della CTE (1992)
- variazione destinazione d'uso del serbatoio TK 208 dell'impianto 2600 (ex TK103 dell'impianto 2400), da olio ad acqua demineralizzata (1995)
- installazione del serbatoio TK 203 (impianto 2600), contenente acqua industriale pretrattata (1997)
- realizzazione del progetto di tutto parallelo con inserimento dei trasformatori d'isolamento degli alternatori (1998)
- installazione del terzo trasformatore 2100-TR 101/C da 20 MVA per il prelievo di energia elettrica dalla rete ENEL (1998)
- installazione dei soffiatori EOLO nei generatori di vapore (1998-2000 e 2006)
- installazione dei bruciatori a bassa emissione di NOx (2000)
- installazione di un nuovo quadro elettrico da 15 kV in C401 (2003).

2. DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Il Complesso svolge l'attività di produzione di energia elettrica e vapore per gli impianti di processo della Raffineria.

Il Complesso è costituito dai seguenti impianti:

- centrale termoelettrica (CTE) (impianto 2000)
- gestione e distribuzione dell'energia elettrica (impianto 2100)
- produzione d'aria compressa (impianto 2300)
- distribuzione olio e gas combustibile (impianto 2400)
- pretrattamento e demineralizzazione delle acque (impianto 2600).
- soda caustica (impianto 2700).

Gli impianti 2000 e 2700 sono totalmente di proprietà di ERG NUCE, mentre gli impianti 2100 e 2600 sono parzialmente di proprietà di ERG NUCE ma sono gestiti nella totalità dalla medesima.

Gli impianti 2300 e 2400 sono totalmente di proprietà di ERG Raffinerie Mediterranee S.p.A. ma gestiti da ERG NUCE.

L'energia ed il vapore sono prodotti dalla CTE attraverso tre gruppi termici uguali funzionanti in parallelo al 67% (93 MWt per gruppo) della loro potenza termica massima e costituiti ciascuno da una caldaia per la produzione di vapore e da un turboalternatore. L'acqua di alimento delle caldaie è fornita dall'impianto 2600.

2.1 Descrizione degli impianti

Di seguito è riportata la descrizione dei singoli impianti alla massima potenzialità i cui schemi di flusso sono riportati nell'**Allegato A25** alla Domanda di AIA.

2.1.1 *Impianto 2000 – Centrale termoelettrica (CTE)*

La centrale termoelettrica è composta da tre gruppi ognuno costituito dalle seguenti unità (**Allegato A25.1**):

- generatore di vapore (caldaia)
- turbina a vapore e relativo alternatore
- ciclo termico.

Le tre caldaie (SG101-102-103) hanno ciascuna una potenza termica al focolare pari a 139,6 MW ed una capacità di produzione di 181 t/h di vapore a 83 bar e 485° C. I cicli termici sono costituiti da tre degasatori (DH101-102-103), sei

scambiatori di preriscaldamento e sei pompe di alimento. Le tre turbine (STG 101-102-103) hanno, ciascuna, una potenza elettrica nominale di 24 MW e sono a contropressione ed a condensazione con tre derivazioni di vapore (13,5 – 4,5 e 0,17 bar): alle tre turbine sono accoppiati tre alternatori (TG101-102-103) ciascuno da 24 MW (paria 30 MVA) e con fattore di potenza pari a 0,8.

2.1.1.1 Principio di funzionamento della CTE

Seguendo il flusso dell'acqua e quindi del vapore, il funzionamento della centrale può essere descritto come sotto.

L'acqua demineralizzata di reintegro proveniente dall'impianto di demineralizzazione (acqua demi) viene immessa nei condensatori (E101-106-111) delle turbine dove sono raccolte anche le condense provenienti dai medesimi condensatori, dagli eiettori, dai preriscaldatori a bassa pressione (E104-109-114) ed il vapore condensato proveniente dalla sezione di bassa pressione delle turbine. Dai condensatori le pompe (P101 A/B – 102 A/B – 103 A/B) aspirano l'acqua demi e la inviano prima agli scambiatori di bassa pressione, poi, tramite un collettore comune, ai degasatori.

Prima di arrivare agli scambiatori di bassa pressione l'acqua viene preriscaldata negli scambiatori E102-107-112 (eiettori dal condensatore) fino alla temperatura di circa 34° C, variabile in funzione del grado di condensazione e poi nello scambiatore di bassa pressione che riceve vapore dalla terza estrazione non controllata (spillamento libero), fino alla temperatura di 99° C, variabile in funzione del grado di condensazione. Nel degasatore, alimentato con vapore a 4,5 bar, l'acqua raggiunge la temperatura di saturazione di 154,7° C.

Al degasatore arriva anche l'acqua proveniente dai ricicli e dai dischi di equilibrio delle pompe di alimento (P104-105-106), nonché le condense degli scambiatori ad alta pressione.

Ciascun degasatore è collegato a due pompe di alimento delle caldaie (P104 A/S- 105 A/S- 106 A/S), una in normale funzionamento ed azionata da un motore elettrico, l'altra di riserva ed azionata da una turbina a vapore. L'acqua inviata alle pompe di alimento passa negli scambiatori di alta pressione (E105-110-115) dove viene riscaldata fino alla temperatura di 186,8° C, con vapore a 13,5 bar: dagli scambiatori ad alta pressione l'acqua passa in un collettore comune da cui vengono alimentate le caldaie.

Dalle pompe di alimento si estrae uno spillamento di acqua ad alta pressione (50 bar) utilizzato per alimentare le seguenti stazioni di riduzione e desurriscaldamento del vapore che permettono di far fronte ai fabbisogni di vapore della Raffineria in situazioni di basso carico elettrico e/o di fermata delle turbine:

- E116 A/B, 83-36,5 bar (30 t/h di vapore per stazione)
- E117 A/B/C, 83-13,5 bar (100 t/h di vapore per stazione)
- E118 A/B, 13,5-4,5 bar (90 t/h di vapore per stazione).

Le stazioni di desurriscaldamento del vapore poste sui collettori a 13,5 bar ed a 4,5 bar uscenti dalla CTE verso la Raffineria (E119 A/B e E120 A/B) ricevono la condensa dalla mandata delle pompe di estrazione dei condensatori delle turbine.

Sulla linea di mandata delle pompe di alimento che va in caldaia viene prelevata, a valle degli scambiatori ad alta pressione, l'acqua di desurriscaldamento per la regolazione della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia che viene iniettata dopo il primo surriscaldatore.

Le caldaie producono vapore a 83 bar ed alla temperatura di 485° C che viene immesso in un collettore comune che alimenta le turbine, le stazioni di laminazione e le turbopompe di alimento.

Ogni turbina è formata da tre corpi: alta, media e bassa pressione.

Considerando l'assetto tipico a 24 MWe di un turboalternatore, il corpo di alta pressione riceve vapore (181 t/h) a 83 bar e 485° C e lo scarica a 13,5 bar e 273° C: una parte di questo vapore (prima estrazione controllata di 85 t/h) va alla Raffineria (80 t/h) ed allo scambiatore ad alta pressione (5 t/h), un'altra arriva al corpo di media pressione (96 t/h). Se la richiesta di vapore da parte della Raffineria è superiore alla quantità massima disponibile dall'estrazione, dalla rete di vapore in ingresso alla turbina viene prelevato del vapore ed inviato alle stazioni di riduzione e desurriscaldamento (E 117 A/B/C) e poi inviato alla Raffineria.

Il corpo di media pressione scarica vapore a 4,5 bar e 190° C: una parte di questo vapore (seconda estrazione controllata di 64 t/h) va alla Raffineria (50 t/h) ed al degasatore (14 t/h), un'altra arriva al corpo di bassa pressione (32 t/h). Se la richiesta di vapore da parte della Raffineria è superiore alla quantità massima disponibile dall'estrazione, dalla rete di vapore a 13,5 bar viene prelevato del vapore ed inviato alle stazioni di riduzione e desurriscaldamento (E 118 A/B) e poi inviato alla Raffineria.

Il corpo di bassa pressione scarica vapore al condensatore alla pressione assoluta di 0,07 ata (15 t/h): sul corpo di bassa pressione è ricavata la terza estrazione non controllata di vapore (17 t/h a 0,17 bar), inviata allo scambiatore di bassa pressione.

Nella CTE sono inoltre presenti i seguenti sistemi ausiliari: sistema di espansione e raccolta degli spurghi continui e discontinui dalle caldaie, sistema di

dosaggio ed iniezione di reagenti chimici (fosfato, deossigenante e alcalinizzante), sistema di lavaggio dei preriscaldatori ad aria delle caldaie.

Gli spurghi continui e discontinui provenienti dalle caldaie sono inviati ad un serbatoio di espansione (D101) bilanciato con la rete di vapore a 4,5 bar, per recuperare il vapore prodotto nell'espansione e condensato. La condensa viene inviata al serbatoio di raccolta degli spurghi (D102) e da qui inviata mediante pompa al serbatoio TK103 dell'impianto 2600. Dal serbatoio D102 può essere prelevata acqua, integrata con acqua derivante dalla rete servizi, per l'operazione di lavaggio dei preriscaldatori ad aria delle caldaie (tipo Ljungstrom): sulla mandata dell'acqua di lavaggio ai preriscaldatori è prevista la possibilità di un dosaggio in linea di soda.

Nei corpi cilindrici delle caldaie, mediante pompe, viene iniettata una soluzione di fosfato proveniente da due serbatoi di capacità 2 m³ (D103 A/B). Il deossigenante, proveniente da due serbatoi di accumulo di 1 m³ (D104 A/B), viene inviato mediante pompe sulla aspirazione delle pompe di alimento acqua delle caldaie.

2.1.1.2 Funzionamento delle caldaie

Le caldaie sono a circolazione naturale con corpo cilindrico superiore ed inferiore collegati tra di loro dai tubi di caduta e dai tubi vaporizzatori. La circolazione dell'acqua avviene per effetto della differenza di densità tra la miscela di acqua e vapore (70% acqua, 30% vapore) che si trova nei tubi vaporizzatori e l'acqua che si trova nei tubi di caduta ed avente densità maggiore.

Il corpo cilindrico superiore ha la funzione di separare il vapore prodotto nei tubi vaporizzatori dall'acqua di circolazione, alimenta, tramite i tubi di caduta, i tubi vaporizzatori e costituisce un polmone di acqua per i momenti di squilibrio che si possono verificare tra l'acqua di alimento ed il vapore prelevato.

Un livello di acqua troppo basso nel corpo cilindrico manda in blocco la caldaia così come un alto livello genera un segnale di allarme.

Il vapore saturo uscente dal corpo cilindrico viene inviato al surriscaldatore di bassa temperatura a convezione e da questo al surriscaldatore di alta temperatura ad irraggiamento. Il surriscaldatore ad irraggiamento presenta la caratteristica di aumentare la temperatura di uscita del vapore al diminuire del carico (la quantità di calore assorbita dal vapore varia poco al variare del carico e pertanto, a basso carico, la sua temperatura aumenta), mentre nel surriscaldatore a convezione la temperatura del vapore in uscita aumenta all'aumentare del carico: mediante tale configurazione impiantistica la temperatura del vapore surriscaldato in uscita dalla caldaia resta pressoché costante al variare del carico.

La temperatura del vapore surriscaldato in uscita dalla caldaia viene regolata dal desurriscaldatore ad iniezione sistemato all'uscita del surriscaldatore di bassa temperatura, la cui acqua di iniezione viene prelevata dalla mandata delle pompe di alimento a valle dello scambiatore di alta pressione ed a monte della valvola regolatrice il livello di acqua della caldaia. Una valvola regola in automatico la portata di acqua al desurriscaldatore in funzione della temperatura del vapore in uscita dalla caldaia.

La camera di combustione è pressurizzata ed un ventilatore fornisce l'aria per la combustione: l'aria, prima di entrare nella camera, viene preventivamente riscaldata in un preriscaldatore di tipo Ljungstrom.

L'impianto di combustione è formato da sei bruciatori misti per caldaia a bassa emissione di NO_x: su ogni bruciatore è sistemata una torcia pilota a gas che serve per l'accensione, i registri dell'aria comburente e due fotocellule per il controllo della fiamma che mandano in blocco il bruciatore quando entrambe non vedono fiamma.

A seconda delle esigenze la caldaia può utilizzare solo olio combustibile, solo gas di raffineria (*fuel gas*) o un misto olio/gas.

2.1.1.3 Funzionamento delle turbine

Le turbine sono del tipo a due derivazioni e condensazioni ad azione e reazione.

Una turbina si definisce ad azione quando la trasformazione dell'energia derivante dalla pressione del vapore in energia cinetica avviene negli organi fissi (ugelli), mentre negli organi mobili (palette) si ha la trasformazione dell'energia cinetica in energia motoria dell'albero. Differentemente, in una turbina a reazione la trasformazione di energia potenziale in energia cinetica avviene nelle palette (in parte fisse ed in parte mobili). Pertanto nelle turbine ad azione in ogni ruota mobile si ottiene un salto di velocità a pressione costante, in quelle a reazione in ogni ruota mobile e fissa un salto di pressione ed un salto di velocità.

Attraverso le valvole di presa e di parzializzazione, il vapore proveniente dalla caldaia entra nella palettatura di alta pressione (AP) costituita da una ruota ad azione, in grado di regolare la potenza, e da più stadi di palette a reazione, a più alto rendimento. Allo scarico della parte di AP una parte del vapore viene derivata, la restante passa attraverso valvole parzializzatrici nella parte di media pressione (MP).

La parte di MP è costituita da una ruota ad azione ed il vapore di scarico in parte viene derivato, in parte viene inviato, mediante valvole parzializzatrici, alla palettatura di bassa pressione (BP), costruita da una ruota ad azione e da più stadi a reazione. A valle della ruota ad azione è praticato lo spillamento di vapore non

regolato che va allo scambiatore di bassa pressione ed il vapore restante di scarico della sezione a BP viene infine convogliato al condensatore a superficie.

La turbina è provvista di un apparecchio (viratore) atto a mantenere in lenta rotazione (circa 3 giri/min) l'albero del complesso turbina-alternatore prima dell'avviamento e durante gli arresti della CTE, al fine di ridurre al minimo le deformazioni dovute ad un raffreddamento irregolare del rotore medesimo ed è alimentato da un motore elettrico in corrente continua.

Sulla turbina sono previsti dispositivi di protezione che provocano l'arresto istantaneo della macchina a seguito dei seguenti eventi:

- sopravvelocità della turbina (oltre 3.300 giri/min)
- eccessiva usura del cuscinetto di spinta
- bassa pressione dell'olio di lubrificazione
- basso vuoto al condensatore
- elevate vibrazioni (superiori a 110 micron).

2.1.1.4 Funzionamento del ciclo termico

Il ciclo termico ha la funzione di aumentare la temperatura dell'acqua di alimento della caldaia mediante utilizzo di vapore spillato dalla turbina. Il ciclo è costituito dai seguenti elementi:

- degasatore
- scambiatore/preriscaldatore di bassa pressione (BP)
- scambiatore/preriscaldatore di alta pressione (AP).

Il degasatore ha la funzione di eliminare l'ossigeno e l'anidride carbonica presenti nell'acqua di alimento delle caldaie mediante riscaldamento della medesima e conseguente diminuzione di solubilità dei gas disciolti in essa. Il contenuto di ossigeno massimo consentito per caldaie operanti a 83 bar è pari a 0,005 mg/l.

Il degasatore è costituito da una torre degassante a spruzzi ed a piatti e da un serbatoio di raccolta dell'acqua degassata posto verticalmente sotto la torre. Il vapore usato per il suo funzionamento è fornito dal secondo spillamento controllato della turbina.

Il preriscaldatore di BP è sistemato a monte della pompa di alimento della caldaia mentre quello di AP è ubicato a valle della pompa.

2.1.2 Impianto 2100 – Gestione e distribuzione dell'energia elettrica

L'impianto è costituito dalle seguenti unità:

- sottostazione SS150 kV
- quadro da 15 kV, posizionato nella cabina C401, e rete di distribuzione
- cabine di trasformazione (solo le cabine C401 e C405 sono di proprietà di ERG NUCE, le restanti sono di proprietà della Raffineria).

La sottostazione da 150 kV consente di collegare la rete elettrica dello stabilimento alla rete da 150 kV di Enel Distribuzione e comprende un arrivo da linea aerea e tre trasformatori 150/15 kV da 20 MVA, nonché interruttori e sezionatori: i secondari di ciascun trasformatore sono collegati al quadro da 15 kV mediante linee in cavo interrato (circa 1.650 m). Occorre sottolineare che sono in corso modifiche per integrare l'attuale sottostazione con la nuova sottostazione dedicata al nuovo turbogas (vd. **Allegato C6**).

I tre alternatori della CTE (impianto 2000) sono collegati al quadro da 15 kV mediante trasformatori di isolamento. Il quadro rappresenta il nodo principale del sistema elettrico in quanto comprende interruttori e sezionatori per il collegamento delle fonti (trasformatori ed alternatori), i congiuntori per il loro collegamento in parallelo, le partenze (formate ciascuna da un interruttore e due sezionatori) per l'alimentazione delle cabine di trasformazione. Il quadro è costituito da un sistema di doppie sbarre selezionabili attraverso i sezionatori.

Le cabine di trasformazione sono posizionate in prossimità degli impianti utilizzatori e sono generalmente costituite da coppie di trasformatori 15/6 kV oppure 15/0,4 kV, alimentanti i quadri di distribuzione. Ciascuna cabina di trasformazione è alimentata da due partenze in modo da realizzare un sistema di distribuzione doppio radiale.

La cabina C401 è ubicata all'interno della CTE, al piano terra della sala controllo: alimenta le utenze della CTE ed ospita il quadro principale a 15 kV a cui convergono le fonti di generazione dell'energia elettrica e da cui partono le alimentazioni per tutte le cabine di distribuzione della Raffineria. La cabina C405 distribuisce l'energia elettrica necessaria ai servizi del Complesso.

Il normale assetto di esercizio prevede la marcia di tutte le fonti in parallelo: tale assetto è realizzato sulla base dei risultati dello studio di stabilità della rete che ha verificato sia l'idoneità dei tempi di intervento delle protezioni in caso di fuori servizio di una delle fonti, sia la tenuta al corto circuito del quadro nell'ipotesi di un carico rotante complessivo inferiore a 73 MWe.

Le protezioni elettriche controllano il corretto funzionamento delle macchine e della rete mediante relè coordinati che comandano il fuori servizio delle sezioni interessate da guasti. Accanto a queste protezioni è in funzione un programma di distacco dei carichi (gestito dal sistema DCS, vedi 10.1), il cui compito, a seguito del blocco di una delle fonti, è di ridurre il carico elettrico

mediante distacco dei singoli motori a 6 kV in modo da evitare il sovraccarico delle fonti rimaste in servizio.

2.1.3 Impianto 2300 – Produzione di aria compressa

L'impianto ha lo scopo di fornire aria compressa per gli usi di fabbrica (circa 3.000 Nm³/h) ed aria compressa essiccata e filtrata per gli strumenti (circa 4.900 Nm³/h) sia al Complesso sia alla Raffineria. L'aria è aspirata da due compressori direttamente dall'atmosfera e convogliata in due polmoni separatori: per l'aria strumenti è previsto, inoltre, un sistema di essiccamento con rigenerazione automatica e filtrazione.

2.1.4 Impianto 2400 - Distribuzione olio e gas combustibile

L'olio combustibile, proveniente o dall'impianto 100 o dal parco serbatoi della Raffineria, viene stoccato in tre serbatoi coibentati (S291, S292 e S294) e l'alimentazione agli impianti avviene mediante due pompe.

Il gas combustibile (*fuel gas*) prodotto dagli impianti di Raffineria viene convogliato in un unico collettore ed inviato ad un polmone con la funzione di miscelatore e di separatore di condense. Da questo recipiente viene prelevato il *fuel gas* per le utenze mediante tre collettori separati: *fuel gas* ai bruciatori degli impianti 500 e 800 di Raffineria, *fuel gas* ai bruciatori degli altri impianti di Raffineria ed alla CTE e ai bruciatori pilota.

2.1.5 Impianto 2600 – Pretrattamento e demineralizzazione delle acque

L'impianto 2600 esegue principalmente il trattamento di una parte delle acque prelevate dai pozzi di proprietà della Raffineria ed è costituito dalle seguenti unità gestite da ERG NUCE (**Allegato A25.2**):

- recupero condense (di proprietà della Raffineria)
- pretrattamento acque di pozzo (di proprietà ERG NUCE)
- demineralizzazione (di proprietà ERG NUCE)
- addolcimento (di proprietà ERG NUCE)
- potabilizzazione di acque di pozzo (di proprietà della Raffineria)
- circuito di raffreddamento macchine (di proprietà della Raffineria).

In pratica, l'acqua prelevata dai pozzi viene in parte inviata a potabilizzazione, per ottenere acqua per il consumo umano, ed in parte inviata a pretrattamento.

A seguito del pretrattamento, l'acqua viene in parte inviata all'unità di demineralizzazione, per ottenere acqua demineralizzata che viene utilizzata per

integrare sia il circuito dell'acqua di alimento delle caldaie dell'impianto 2000, che l'impianto recupero condense (2600) ed alimentare gli impianti della soda caustica (2700) e di produzione dell'idrogeno, questo ultimo di proprietà della Raffineria. La restante parte viene inviata all'unità di addolcimento per ottenere acqua di processo, di raffreddamento macchine ed acqua temperata da inviare agli impianti di Raffineria.

2.1.5.1 Recupero condense

Lo scopo dell'unità è di recuperare tutte le condense provenienti dall'impianto 2000, dagli impianti e dal parco serbatoi della Raffineria. La quota eccedente rispetto a quella restituita alla Raffineria viene inviata al serbatoio TK103 dell'unità di pretrattamento (vd. 2.1.3.2) .

Sono presenti le seguenti quattro reti di recupero condense:

- condensa calda non inquinabile ad alta pressione (16 t/h, 30 ate)
- condensa calda non inquinabile a media pressione (52 t/h, 7 ate)
- condensa fredda non inquinabile a bassa pressione (118 t/h, 4,5 ate)
- condensa calda inquinabile a bassa pressione.

Le condense fredde a bassa pressione ammontano a 118 t/h. Le condense calde a media e ad alta pressione vengono inviate ad espansione in due stadi in serie: in principio sono inviate ad un primo serbatoio (D101) polmonato sulla rete del vapore a bassa pressione (4,5 bar). La condensa derivante viene fatta espandere a pressione atmosferica in un secondo serbatoio (D102) ed il vapore prodotto viene condensato a ricadere in uno scambiatore ad aria (E101).

Le condense inquinabili (perchè provenienti da apparecchiature dove la pressione del vapore è inferiore alla pressione lato processo) provenienti dall'impianto di frazionamento delle benzine leggere della Raffineria sono alimentate direttamente al secondo serbatoio.

Dal secondo serbatoio la condensa viene prelevata mediante pompe ed inviata ad un degastore (2600-DH101).

Le condense fredde non inquinabili ed a bassa pressione (118 t/h) sono inviate direttamente al degasatore.

La condensa degasata può essere inviata al serbatoio TK 103 dell'unità di pretrattamento ma normalmente viene inviata agli impianti di Raffineria (176 t/h) tramite due sistemi separati (condensa a media e condensa ad alta pressione), previa iniezione di deossigenante.

In caso la quantità di condensa recuperata e da inviare agli impianti di Raffineria sia insufficiente, l'acqua viene integrata con acqua demineralizzata, in

caso di eccesso, la quota eccedente viene inviata a stoccaggio nel serbatoio TK 103 di acqua chiarificata dal pretrattamento.

2.1.5.2 *Pretrattamento*

Lo scopo dell'unità è di ridurre la durezza dell'acqua prelevata dai pozzi ed inviata in carica agli impianti di demineralizzazione e di addolcimento. Le parti fondamentali dell'impianto sono:

- chiariflocculazione (portata massima di acqua in entrata/uscita è di 700 m³/h)
- filtri a sabbia
- ispessitore
- filtri a tamburo.

La chiariflocculazione è un trattamento chimico-fisico che consente di ridurre la durezza ed il contenuto di solidi sospesi dell'acqua attraverso aggiunta di solfato di alluminio (coagulazione, 1 g/m³) ed idrossido di calcio (flocculazione) e successiva precipitazione dei fanghi.

Un effetto secondario della chiariflocculazione è la precipitazione dei materiali colloidali.

Il pretrattamento avviene all'interno del chiariflocculatore S-201, a geometria conica.

Una parte dei fanghi viene prelevata dal fondo del S-201 e ricircolata per favorire la flocculazione ed accelerare la precipitazione.

La soluzione di idrossido di calcio ("latte di calce") e di polielettrolita sono preparati in sito (rispettivamente nelle vasche D-204 e D-207). La quantità di idrossido di calcio da aggiungere viene determinata a seguito dell'analisi di alcalinità dell'effluente del chiarificatore.

L'acqua chiarificata viene inviata ai filtri a gravità S-203 A÷E, ciascuno contenente tre strati di sabbia a diversa granulometria. Quando la capacità filtrante raggiunge un minimo (il filtro si intasa e il livello dell'acqua in S-201 raggiunge un livello massimo), l'interruttore di livello aziona una valvola che scarica l'acqua chiarificata. Contestualmente viene intrapresa la pulizia dei filtri attraverso controlavaggio.

L'acqua pretrattata viene stoccata in due serbatoi di accumulo (TK 103 e 203, rispettivamente di 2.000 m³ e 1.550 m³) e da qui inviata in parte alla demineralizzazione, in parte all'addolcimento. Nel serbatoio TK 103 viene convogliato anche l'eventuale esubero del recupero delle condense.

I fanghi prelevati in maniera discontinua dal fondo di S-201 hanno una concentrazione del 2% in volume e vengono inviati all'ispessitore S-204 dal quale, per gravità, si separano fanghi al 10-15% che vengono filtrati sotto vuoto (filtri a tamburo F-201 A/B).

L'acqua separata nell'ispessitore e l'acqua filtrata sono riciclate al chiariflocculatore S-201, i fanghi ispessiti vengono accumulati in una camera e da qui caricati su camion per essere conferiti a smaltimento.

2.1.5.3 *Demineralizzazione*

La demineralizzazione produce acqua demi che alimenta la CTE e gli impianti di Raffineria e che, eventualmente, integra l'unità di recupero condense dell'impianto 2600 attraverso tre linee (di cui due in esercizio ed una in rigenerazione) costituite ciascuna dalle seguenti unità:

- resine a scambio cationico (2 stadi) che trattengono i cationi dei sali disciolti convertendoli in acidi
- resine a scambio anionico (2 stadi) che trattengono carbonati, solfati e cloruri
- affinamento finale, in una sezione a letti misti.

Le tre linee sono complete di due decarbonatori atmosferici (DH-102/103), in cui si separa, per degasaggio, il biossido di carbonio dall'acido carbonico.

Dal serbatoio TK203 l'acqua chiarificata viene inviata alle resine a scambio cationico e l'acqua in uscita viene inviata ai due decarbonatori e da questi alla vasca di raccolta TK113 (120 m³). Dalla vasca, mediante pompe, l'acqua è inviata alle resine a scambio anionico e da queste ai letti misti per una ulteriore affinazione

L'acqua in uscita dai letti misti ha un valore di conducibilità inferiore a 0,4 µS/cm e viene convogliata ai serbatoi TK108/109 (480 m³ ciascuno) e TK208 (1500 m³). Al serbatoio TK108 è convogliato un possibile flusso integrativo di acqua demi proveniente dal complesso IGCC di Isab Energy S.r.l. (circa 105 m³/h).

La rigenerazione delle resine avviene con due soluzioni (al 2% ed al 4% rispettivamente) di acido solforico (resine cationiche), e con una soluzione di idrossido di sodio al 3% (resine anioniche). Entrambe le soluzioni di lavaggio sono scaricate, previa neutralizzazione all'interno di due vasche (TK 114 A/B), nella fognatura delle acque meteoriche della Raffineria (circa 20 m³/h).

L'acido solforico al 98%, da cui vengono preparate per diluizione le soluzioni di lavaggio, è stoccato all'interno dei serbatoi TK110/111 (capacità

complessiva di 50 m³). Per ciascun metro cubo di acqua prodotta vengono consumati 10 g di acido (al 100%).

La soda caustica al 30 % è stoccata nel serbatoio TK112 da 100 m³: per ciascun metro cubo di acqua prodotta vengono consumati 8 g di soda (al 100%).

Parte dell'acqua demineralizzata prodotta (circa 20 m³/h) viene utilizzata per il lavaggio di entrambe le resine a seguito dei cicli di rigenerazione.

Ciascuna linea di demineralizzazione è in grado di trattare una portata massima di 180 m³/h per un periodo di circa 38 ore fra due rigenerazioni.

Ogni letto misto è in grado di trattare 180 m³/h per un periodo 250 ore (corrispondente al tempo che intercorre tra due rigenerazioni successive).

Oltre all'analisi della durezza totale, l'acqua demineralizzata viene analizzata per determinare l'acidità minerale libera ("FMA") ed i cloruri.

2.1.5.4 Addolcimento

L'addolcimento è costituito da due linee con resine a scambio cationico (R105 A/B) per produrre acqua di processo, di raffreddamento macchine ed acqua temperata.

L'unità è alimentata con acqua pretrattata o, in alternativa, con acqua direttamente prelevata dai pozzi della Raffineria.

La portata massima di progetto di ciascuna linea è di 47 m³/h, per un periodo di funzionamento compreso tra due cicli di rigenerazione che è di 32 h.

Per la rigenerazione delle resine è utilizzata una soluzione di cloruro di sodio in concentrazione e portata variabile a seconda del tipo di rigenerazione. Il cloruro di sodio è stoccato in soluzione al 26% all'interno del serbatoio TK115 da 7 m³. La sciacquatura finale delle resine avviene con 500 l/min di acqua.

L'acqua addolcita alimenta il serbatoio TK104 e da qui viene prelevata come acqua di processo da inviare sia agli impianti 2000 e 2600 del Complesso che agli impianti di Raffineria. In caso di necessità il circuito può essere integrato con acqua pozzo o con acqua servizi.

2.1.5.5 Potabilizzazione

Questa unità ha una capacità massima di potabilizzazione di 120 m³/h di acqua prelevata dai pozzi della Raffineria, entrante con una pressione di 1,5 kg/cm².

Il trattamento prevede 2 filtri a gravità (da 60 m³/h ciascuno), seguiti da un sistema di clorazione attraverso dosaggio di ipoclorito sodico (0,4 ppm di cloro),

un filtro ed un analizzatore finale del cloro residuo libero. L'acqua potabile prodotta è immessa nella rete della Raffineria.

2.1.5.6 Circuito di raffreddamento macchine

Una parte di acqua addolcita stoccata nel serbatoio TK104 viene inviata a stoccaggio nel serbatoio TK107 e da cui prelevata con pompe di mandata, addizionata di inibitore di corrosione ed inviata all'impianto 2000 e ai vari impianti di Raffineria come acqua di raffreddamento delle macchine e come acqua temperata.

L'acqua di ritorno viene raffreddata all'interno degli scambiatori E-104 A/B, a loro volta raffreddati con acqua mare.

2.1.6 Impianto 2700 - Sistema della soda caustica

L'impianto provvede alla diluizione della soda caustica concentrata mediante aggiunta di acqua demineralizzata (**Allegato A25.3**).

La soda necessaria alla preparazione delle soluzioni diluite viene ricevuta nel Complesso tramite autobotti e ad una concentrazione in peso del 30% e stoccata in un serbatoio da 100 m³ ubicato all'interno dell'impianto 2600 (TK112). La soda concentrata è utilizzata sia per la rigenerazione delle resine dell'unità di demineralizzazione dell'impianto 2600 (max 15 m³/h) che per preparare la soluzione diluita per le utenze della Raffineria. La soda concentrata viene prelevata dal TK 112 mediante pompe ed inviata ad un serbatoio di 50 m³ (TK101) dove viene diluita con acqua demineralizzata all'11% in peso. Da questo serbatoio, mediante pompa, la soda diluita viene inviata agli impianti di Raffineria (max 15 m³/h).

3. MATERIE PRIME ED AUSILIARIE

Nella **Tabella a** sottostante si riporta il consumo delle materie prime ed ausiliarie relativi al 2005.

Tabella a: Consumo materie prime ed ausiliarie del 2005

MATERIE PRIME E AUSILIARIE	TONNELLATE/ANNO
Olio combustibile	168.063
<i>Fuel gas</i>	47.859
Totale materie prime	215.922
Acido solforico	432,2
Soda caustica	305,1
Cloruro di sodio	31,5
Idrossido di calcio	645,1
Deossigenante	3,2
Fosfato trisodico dodecaidrato	3,2
Ipoclorito sodico	4,0
Alcalinizzante	7,9
Inibitore di corrosione	4,8
Polielettrolita anionico	5,3
Totale materie ausiliarie	1.442,3

3.1 Stoccaggio materie prime ed ausiliarie

Per quanto concerne le materie prime, l'olio combustibile utilizzato dal Complesso è stoccato in tre serbatoi (S291 da 5.000 m³, S292 da 5.000 m³ e S294 da 1.000 m³) di proprietà della Raffineria ma gestiti da ERG NUCE, coibentati, aventi un serpentino di riscaldamento alimentato con vapore a 4,5 bar ed alimentanti sia la CTE che gli impianti di Raffineria (vedi **Allegato B.22**). L'olio combustibile utilizzato dalla CTE viene normalmente prelevato dai due serbatoi S291 e S292 tramite pompa ed inviato alla CTE ed agli impianti di Raffineria previo riscaldamento in scambiatori a vapore a bassa pressione e passaggio in un filtro avente la funzione di trattenere eventuali particelle che potrebbero occludere i bruciatori delle caldaie.

Le materie ausiliarie sono stoccate in serbatoi, silos, fusti o vasche di proprietà di ERG NUCE.

In particolare, l'idrossido di calcio viene scaricato e stoccato in due silos provvisti di depolveratori e di un sistema di fluidificazione con aria per evitare la formazione di ponti all'interno dei silos. Nella parte inferiore dei silos sono installati i trasportatori a coclea che dosano la calce idrata nella vasca in acciaio D204 da 1 m³.

Il polielettrolita viene direttamente caricato nel contenitore in PVC installato all'interno della vasca in acciaio D207.

La soda caustica è ricevuta a mezzo autobotti ed è stoccata nel serbatoio TK112.

Nella **Tabella b** sottostante si riportano le modalità di stoccaggio delle materie prime ed ausiliarie.

Tabella b: Modalità di stoccaggio delle materie prime ed ausiliarie

SIGLA	MODALITA' DI STOCCAGGIO	PRODOTTO	CAPACITA' (m ³)
S291	serbatoio in acciaio	Olio combustibile	5.000
S292	serbatoio in acciaio	Olio combustibile	5.000
S294	serbatoio in acciaio	Olio combustibile	1.000
TK 110	serbatoio in acciaio	Acido solforico 98%	25
TK111	serbatoio in acciaio	Acido solforico 98%	25
TK112	serbatoio in acciaio	Soda caustica 30%	100
TK101	serbatoio in acciaio	Soda caustica 11%	50
TK115	serbatoio in acciaio	Cloruro di sodio 26%	7
D203 A	silos in acciaio	Idrossido di calcio	30
D203 B	silos in acciaio	Idrossido di calcio	30
D207	vasca in acciaio	Polielettrolita	11
D104 A (impianto 2000)	serbatoio in acciaio	Deossigenante	1
D104 B (impianto 2000)	serbatoio in acciaio	Deossigenante	1
D103 A (impianto 2000)	serbatoio in acciaio	Fosfato trisodico dodecaidrato	2
D103 B (impianto 2000)	serbatoio in acciaio	Fosfato trisodico dodecaidrato	2

SIGLA	MODALITA' DI STOCCAGGIO	PRODOTTO	CAPACITA' (m³)
BULK	fusto in PVC	Ipoclorito sodico	1
BULK	fusto in PVC	Inibitore di corrosione	1
D104 A (impianto 2600)	serbatoio in acciaio	Alcalinizzante	0,5
D104 B (impianto 2600)	serbatoio in acciaio	Alcalinizzante	0,5

4. COMBUSTIBILI UTILIZZATI

I combustibili utilizzati dal Complesso sono rappresentati dall'olio combustibile e dal *fuel gas* prodotti dalla Raffineria e consumati dall'impianto CTE (2000).

L'olio combustibile utilizzato si differenzia in BTZ e MTZ: il BTZ è olio a basso tenore di zolfo (<1%), MTZ è ad alto tenore (compreso tra 1% e 1,7%).

Di seguito si riportano i poteri calorifici inferiori (p.c.i.) relativi al 2005:

- p.c.i. *fuel gas* pari a 11.424 kcal/kg
- p.c.i. olio combustibile pari a 9.600 kcal/kg.

Nella **Tabella c** sono riportati i consumi massimi di combustibile utilizzato dalla CTE.

Tabella c: Combustibili impiegati dal Complesso

IMPIANTO/SERVIZIO	OLIO COMBUSTIBILE (t/h max)	FUEL GAS (t/h max)
2000 – Centrale termoelettrica (CTE) (F1)	37,5 ⁽¹⁾	31,5 ⁽¹⁾

Considerando un funzionamento massimo annuale di 8.760 ore, si ottiene un consumo massimo annuale di olio combustibile pari a 328.500 t o di *fuel gas* pari a 275.940 t.

Nella **Tabella d** si riporta il consumo di combustibili nell'anno 2005

Tabella d: Combustibili consumati nel 2005

IMPIANTO/SERVIZIO	OLIO COMBUSTIBILE (t/anno)	FUEL GAS (t/anno)
2000 – Centrale termoelettrica (CTE) (F1)	168.063	47.859

⁽¹⁾ Ipotizzando di produrre il 100% della potenza termica (418,8 MW) o con solo olio combustibile o con solo *fuel gas*. In realtà, poichè i tre gruppi sono eserciti al 67% della loro potenza termica (complessivamente circa 280 MWt), i correlati consumi di combustibili massimi in esercizio sono pari a 25,1 t di olio combustibile o a 21,1 t di *fuel gas*.

5. CONSUMO RISORSE IDRICHE

L'approvvigionamento idrico del Complesso è costituito da una quota di acque dolci e da una di acque salate (acqua di mare).

Le acque dolci sono costituite dalle seguenti fonti:

- acqua da pozzi
- acqua demineralizzata dal complesso IGCC di Isab Energy S.r.l.

L'acqua dolce è prelevata mediante quattro pozzi di proprietà della Raffineria con una portata massima continua autorizzata di 80,88 l/s, per un volume massimo complessivo annuale pari a 2.550.802 m³.

Le acque prelevate dai pozzi (max. 2,5 Mm³/anno) sono inviate agli impianti di potabilizzazione e di pretrattamento del Complesso: una parte di acqua prelevata e trattata (max 0,9 Mm³/anno) è ceduta dal Complesso alla Raffineria come acqua potabile, acqua demineralizzata e addolcita. La rimanente acqua potabile, acqua demineralizzata ed addolcita (max. 1,6 Mm³/anno) è utilizzata dal Complesso.

L'acqua demineralizzata importata da IGCC è adibita ad eventuale integrazione della produzione di acqua demi da parte dell'impianto 2600 del Complesso.

L'acqua mare è utilizzata dal Complesso come acqua di raffreddamento. L'acqua mare è prelevata dalla Raffineria per un quantitativo massimo pari a 21,9 Mm³/anno: circa l'80% è utilizzato dalla Raffineria, il restante 20% (max. 4,4 Mm³/anno) è utilizzato dalla CTE.

Nella **Tabella e** sottostante si riporta il consumo di risorse idriche del Complesso nel 2005.

Tabella e: Consumo risorse idriche nel 2005

RISORSA IDRICA	APPROVVIGIONAMENTO (m³/anno)
Acqua da pozzi	1.566.989
Acqua mare	4.000.000
Acqua demi da IGCC	905.144
TOTALE	6.472.133

6. BILANCIO ENERGETICO

L'energia termica consumata è derivante dal consumo di olio combustibile (OC) e *fuel gas* (FG) da parte della CTE. L'energia elettrica consumata in parte è acquistata dalla rete Enel, in parte è una quota parte dell'energia elettrica prodotta dalla CTE.

Nella **Tabella f** è riportata la produzione di energia termica riferita all'anno 2005. Il calcolo è stato effettuato tenendo conto del consumo effettuato nell'anno di olio combustibile (p.c.i. pari a 9.600 kcal/kg) e di *fuel gas* (p.c.i. pari a 11.424 kcal/kg) e di un rendimento termico della caldaia pari al 93%.

Tabella f: Energia termica prodotta nel 2005

IMPIANTO/SERVIZIO	APPARECCHIATURA	COMBUSTIBILE UTILIZZATO	POTENZE TERMICA AL FOCOLARE (kW)	ENERGIA TERMICA PRODOTTA (MWh)	QUOTA CEDUTA A TERZI (MWh)
2000 – CTE (F1)	Caldaie SG101/102/103	OC e FG	418.800	2.336.392	1.809.581 ⁽²⁾

Nella **Tabella g** è riportata la produzione di energia elettrica riferita all'anno 2005.

Tabella g: Energia elettrica prodotta nel 2005

IMPIANTO/SERVIZIO	APPARECCHIATURA	POTENZA ELETTRICA NOMINALE (kVA)	ENERGIA ELETTRICA PRODOTTA (MWh)	QUOTA CEDUTA A TERZI (MWh)
2000 – CTE (F1)	Alternatore TG101/102/103	90.000	327.992	298.473

Nella **Tabella h** sono riportati i consumi di energia termica ed elettrica del Complesso nel 2005.

⁽²⁾ Derivante dalla cessione di 2.238.793 t di vapore prodotto da CTE (pari a 155.596 tep) e ceduto alla Raffineria.

Tabella h: Energia termica ed elettrica consumata nel 2005

IMPIANTO/SERVIZIO	ENERGIA TERMICA CONSUMATA (MWh)	ENERGIA ELETTRICA CONSUMATA (MWh)
2000 - CTE	2.512.250	
2000, 2400, 2600 e 2700		33.713

La quota di energia elettrica consumata dal Complesso è pari a 33.713 MWh deriva dalla somma di 29.519 MWh autoprodotti più 4.194 MWh acquistati dalla rete ENEL. Inoltre il Complesso ha acquistato dalla rete ENEL altri 215.910 MWh interamente ceduti alla Raffineria.

7. EMISSIONI IN ACQUA

La rete degli scarichi idrici del Complesso è totalmente integrata alla rete fognaria della Raffineria.

Il sistema fognario della Raffineria prevede la segregazione e la canalizzazione separata dei vari flussi, in funzione delle possibilità di inquinamento, allo scopo di ottimizzare e rendere più sicuro il funzionamento dell'impianto di trattamento degli scarichi (TAS).

I principali scarichi del Complesso confluiscono nelle seguenti reti di canalizzazione della Raffineria:

- rete acque bianche e meteoriche
- rete acque sanitarie
- rete acque oleose.

Nella rete delle acque bianche e meteoriche della Raffineria confluiscono le acque piovane, sicuramente non contaminate, derivanti da strade e piazzali, le acque di spurgo dal circuito acqua di raffreddamento del Complesso e le acque derivanti dalla rigenerazione delle resine dell'unità di demineralizzazione dell'impianto 2600. La rete confluisce in una vasca rettangolare in cemento armato (TK144), a cielo aperto, avente una capacità di circa 11.000 m³. La vasca è munita di un sistema di troppo pieno attraverso il quale scarica le acque nel canale Alpina. Tale canale è costruito in cemento armato ed attraversa la Raffineria da ovest ad est lungo la dorsale sud, uscendo dalla recinzione lato est e passando sotto la ex SS 114 e la ferrovia.

Nella rete delle acque sanitarie sono convogliati gli scarichi provenienti dagli uffici del Complesso, contenenti sostanze organiche. Tale rete è convogliata al TAS della Raffineria.

Nella rete delle acque oleose della Raffineria confluiscono le acque oleose degli impianti di processo costituite, oltre che dagli scarichi di processo, anche dalle acque meteoriche che cadono nell'area degli impianti, in quanto queste ultime potrebbero trascinare residui oleosi; tali acque sono inviate all'impianto TAS della Raffineria.

Le acque di mare utilizzate per il raffreddamento degli impianti del Complesso sono scaricate direttamente nel canale Alpina assieme all'acqua mare scaricata dalla Raffineria e possono essere contaminate dal cloro addizionato per la disinfezione delle medesime.

Nel 2005 il Complesso ha scaricato nel canale Alpina 3.247.840 m³ di acqua mare di raffreddamento ed ha convogliato all'impianto TAS della Raffineria 64.824 m³ di acque industriali e meteoriche provenienti dalle aree degli impianti.

Nella **Tabella i** sono riportate le concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio dello scarico del TAS nel canale Alpina nel 2005.

Tabella i: Concentrazioni medie annuali degli inquinanti rilevati durante le campagne di monitoraggio nelle acque di scarico nel 2005

PARAMETRO	CONCENTRAZIONI MEDIE ANNUALI (mg/l)
Azoto totale	0,260
Cianuri	<0,039
Cloruri	22.190,000
Fluoruri	0,860
Fosforo	0,274
Carbonio organico totale	77,840
Fenoli	0,076
BTEX	<0,030
Solventi organici clorurati	<0,010
IPA di Borneff	0,003
Arsenico	0,027
Cadmio	<0,010
Cromo totale	0,011
Cromo VI	<0,100
Mercurio	<0,001
Nichel	<0,010
Rame	0,016
Piombo	<0,010
Zinco	0,036

8. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Di seguito sono descritte a livello qualitativo e quantitativo le emissioni in atmosfera del Complesso. Le emissioni convogliate monitorate al camino B e riportate nel seguente paragrafo sono comprensive dell'apporto di alcuni impianti della Raffineria. Le emissioni degli altri impianti di Raffineria confluiscono ad un secondo camino denominato A.

8.1 Emissioni convogliate

Le emissioni convogliate del Complesso sono costituite dal prodotto di combustione dell'olio e del *fuel gas* bruciati nelle caldaie SG 101-102 e 103.

Come precedentemente descritto (vd. paragrafo 2.3.1) i fumi prodotti sono convogliati al camino centralizzato denominato B (vedi **Allegato B.20**).

Le caratteristiche del camino B sono riportate in **Tabella j**.

Tabella j: Caratteristiche del camino B

CARATTERISTICA	CAMINO B
Coordinate geografiche (WGS84) – Fuso 33	Est
	519320
	Nord 4108468
Altezza da quota terra (m)	140
Diametro del camino al punto di prelievo delle emissioni (m)	6,9
Portata massima della CTE (Nm ³ /h al 3% di ossigeno)	315.570
Portata massima autorizzata (Nm ³ /h) del camino A + camino B e comprensiva delle emissioni di 422.286 Nm ³ /h del turbogas da 27 MWe del Complesso (D.A. n. 2046 del 9/12/95)	1.448.303
Temperatura (°C)	190

Nella **Tabella k** sono riportate le massime emissioni provenienti dall'esercizio dei bruciatori delle caldaie della CTE e quelle derivanti dagli impianti di Raffineria e confluenti al camino B. Occorre sottolineare che poichè le tre caldaie della CTE funzionano al 67% della potenza termica, l'emissione massima complessiva di esercizio è pari a 315.570 Nm³/h, contro i 471.000 Nm³/h derivanti dall'esercizio ipotetico del 100% della potenza termica installata.

Tabella k: Massime emissioni convogliate al camino B

IMPIANTO	MACCHINE	EMISSIONI MASSIME (Nm ³ /h)
2000 - Centrale termoelettrica (CTE)	2000-SG101/2/3	315.570
600 – Vacuum - Raffineria	600-F101	114.104
700 e 700A – Gofiner e Splitting gofinato - Raffineria	700-F101	15.815
	700A-F201	22.963
800 – Produzione idrogeno - Raffineria	800-F101	42.982
1200 e 1200A – Produz. Zolfo e maxisulf - Raffineria	1200- F103/1/2/3/4	72.105
1600 – Visbreaking - Raffineria	1600-F101	37.920
	1600-F301	17.193
Totale Camino B		638.652

La Raffineria è soggetta al monitoraggio in continuo di SO₂, NO_x, CO, polveri ed ossigeno presenti nei fumi emessi dal camino B.

Nella **Tabella I** si riportano le concentrazioni mensili dei suddetti inquinanti rilevate al camino B nel 2005, unitamente alle differenti concentrazioni limite autorizzate di bolla (come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse di inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi di effluenti gassosi dell'intera raffineria, ovvero A + B).

Tabella I: Emissioni convogliate mensili da monitoraggio continuo al camino B - 2005

MESI	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	Polveri (mg/Nm ³)
LIMITI DI BOLLA ⁽¹⁾ (D.A. n. 2046 del 9/12/95 e D.A. n. 915/17 del 25/10/94)	1.421	296	108	77

MESI	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)	CO (mg/Nm ³)	Polveri (mg/Nm ³)
(mg/Nm ³)				
Gennaio	1.596	290	120	63
Febbraio	1.635	315	124	65
Marzo	1.731	312	107	68
Aprile	1.695	271	109	77
Maggio	1.708	240	104	67
Giugno	1.523	219	102	79
Luglio	1.745	208	117	25
Agosto	1.628	209	105	22
Settembre	1.179	259	94	27
Ottobre	1.846	275	107	26
Novembre	1.636	229	109	23
Dicembre	1.512	289	113	28

(1) Limite riferito alla concentrazione media mensile

La Raffineria effettua inoltre semestralmente il monitoraggio di altri inquinanti emessi dal camino B.

Nelle sottostanti **Tabelle m e n** si riportano i risultati dei monitoraggi delle emissioni dal camino B condotti, rispettivamente, a maggio ed a cavallo tra ottobre e novembre 2005, unitamente alle differenti concentrazioni limite autorizzate di bolla o dei singoli camini (camino A e camino B).

Tabella m: Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo al camino B – maggio 2005

PARAMETRI	CAMINO B (mg/Nm ³)	BOLLA DI RAFFINERIA (mg/Nm ³)
Idrogeno solforato: concentrazione rilevata	<1,0	<1,0
<i>Limite idrogeno solforato (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		5,0
Ammoniaca: concentrazione rilevata	<1,0	<1,0

PARAMETRI	CAMINO B (mg/Nm ³)	BOLLA DI RAFFINERIA (mg/Nm ³)
Composti a base di cloro espressi come acido cloridrico: concentrazione rilevata	2,9	2,3
<i>Limite ammoniacale e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		30,0
Sostanze Organiche Volatili: concentrazione rilevata	<5,0	<5,0
<i>Limite Sostanze Organiche Volatili (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		162,0
Cadmio: concentrazione rilevata	<0,01	
Mercurio: concentrazione rilevata	<0,01	
Tallio: concentrazione rilevata	<0,01	
<i>Limite sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe I (Cd, Hg, Tl) (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	0,3	
Selenio: concentrazione rilevata	<0,01	
Tellurio: concentrazione rilevata	<0,01	
<i>Limite sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe II (Se, Te) (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	3,0	
Antimonio: concentrazione rilevata	<0,01	
Cromo (III): concentrazione rilevata	0,10	
Manganese: concentrazione rilevata	0,01	
Piombo: concentrazione rilevata	<0,01	
Rame: concentrazione rilevata	0,10	
Stagno: concentrazione rilevata	<0,01	
Vanadio: concentrazione rilevata	0,03	
<i>Limite sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe III (Sb, CN, CrIII, Mn, Pd, Pb, Pt, SiO₂, Cu, Rh, Sn, V) (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	10,0	
Cloro: concentrazione rilevata	<1,0	
<i>Limite cloro (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	

PARAMETRI	CAMINO B (mg/Nm ³)	BOLLA DI RAFFINERIA (mg/Nm ³)
Fluoro e i suoi composti indicati come acido fluoridrico: concentrazione rilevata	<1,0	
<i>Limite fluoro e i suoi composti indicati come acido fluoridrico (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	
Bromo e i suoi composti indicati come acido bromidrico: concentrazione rilevata	<1,0	
<i>Limite bromo e i suoi composti indicati come acido bromidrico (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	

Tabella n: Emissioni convogliate da monitoraggio discontinuo al camino B – ottobre/novembre 2005

PARAMETRI	CAMINO B (mg/Nm ³)	BOLLA DI RAFFINERIA (mg/Nm ³)
Idrogeno solforato: concentrazione rilevata	<1,0	<1,0
<i>Idrogeno solforato: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		5,0
Ammoniaca: concentrazione rilevata	1,23	<1,0
Composti a base di cloro espressi come acido cloridrico: concentrazione rilevata	1,4	2,1
<i>Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		30,0
Sostanze Organiche Volatili: concentrazione rilevata	<5,0	<5,0
<i>Sostanze Organiche Volatili: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>		162,0
Cadmio: concentrazione rilevata	<0,015	
Mercurio: concentrazione rilevata	<0,015	
Tallio: concentrazione rilevata	<0,015	
<i>Sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe I (Cd, Hg, Tl): limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	0,3	

PARAMETRI	CAMINO B (mg/Nm ³)	BOLLA DI RAFFINERIA (mg/Nm ³)
Selenio: concentrazione rilevata	<0,015	
Tellurio: concentrazione rilevata	<0,015	
<i>Sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe II (Se, Te): limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	3,0	
Antimonio: concentrazione rilevata	0,02	
Cromo (III): concentrazione rilevata	0,13	
Manganese: concentrazione rilevata	0,01	
Piombo: concentrazione rilevata	0,02	
Rame: concentrazione rilevata	0,13	
Stagno: concentrazione rilevata	<0,015	
Vanadio: concentrazione rilevata	0,17	
<i>Sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polveri – Classe III (Sb, CN, CrIII, Mn, Pd, Pb, Pt, SiO₂, Cu, Rh, Sn, V): limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	10,0	
Cloro: concentrazione rilevata	<1,0	
<i>Cloro: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	
Fluoro e i suoi composti indicati come acido fluoridrico	<1,0	
<i>Fluoro e i suoi composti indicati come acido fluoridrico: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	
Bromo e i suoi composti indicati come acido bromidrico	<1,0	
<i>Bromo e i suoi composti indicati come acido bromidrico: limite (D.A. n. 915/17 del 25/10/94)</i>	5,0	

Per quanto concerne l'emissione di CO₂ del Complesso, queste derivano dalla combustione del *fuel gas* e dell'olio combustibile nelle caldaie e nel 2005 sono state pari a 677.512.000 kg.

Nel 2005 le emissioni diffuse di composti organici volatili non metanici (COVNM) sono state pari a 33,4 kg (provenienti dallo stoccaggio dell'olio combustibile), quelle fuggitive pari a 14.670 kg (provenienti dall'esercizio degli impianti del Complesso).

9. PRODUZIONE DI RIFIUTI

I rifiuti prodotti dal Complesso derivano dalle attività di esercizio e di manutenzione degli impianti e sono costituiti principalmente da imballaggi dei prodotti chimici impiegati, da morchie e fanghi e soluzioni acquose provenienti dalla manutenzione degli impianti, dai fanghi e dai filtri provenienti dall'impianto di pretrattamento e demineralizzazione delle acque e dalle terre di scavo.

I rifiuti prodotti dal Complesso sono stoccati in un'area di deposito temporaneo di circa 2.350 m² di proprietà della Raffineria ed in comodato d'uso a NUCE SUD: l'area è recintata ed i rifiuti, contenuti in fusti o big bag, sono abbancati su pedane di legno. Il volume complessivo di stoccaggio risulta essere pari a circa 2.350 m³. (vd. **Allegato B.22**)

Nella **Tabella o** sono riportate le tipologie ed i quantitativi di rifiuti prodotti nel 2005 dal Complesso. I rifiuti pericolosi sono caratterizzati da codice CER con asterisco. Complessivamente sono stati prodotti 1.636.230 kg di rifiuti, di cui 1.608.230 kg non pericolosi e 28.000 kg pericolosi: 1.081.240 kg di rifiuti prodotti sono stati recuperati, 554.990 sono stati smaltiti.

Tabella o: Rifiuti prodotti nel 2005

CODICE CER	DESCRIZIONE	STATO FISICO	RIFIUTI PRODOTTI (kg/a)	DESTINAZIONE
05 01 03*	morchie depositate su fondo serbatoi	solido	320	smaltimento
05 01 99	rifiuti non specificati altrimenti	solido	1.240	smaltimento
11 01 11*	soluzioni acquose di lavaggio, contenenti sostanze pericolose	liquido	13.000	smaltimento
11 01 12	soluzioni acquose di lavaggio	liquido	4.100	smaltimento
15 01 02	imballaggi in plastica	solido	770	smaltimento
15 02 02*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi contaminate da sostanze pericolose	solido	480	smaltimento
16 11 06	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche	solido	880	smaltimento

CODICE CER	DESCRIZIONE	STATO FISICO	RIFIUTI PRODOTTI (kg/a)	DESTINAZIONE
17 05 03*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	solido	14.200	smaltimento
17 05 04	terra e rocce	solido	2.540	smaltimento
17 09 04	rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione	solido	19.060	smaltimento
19 09 03	fanghi prodotti dai processi di decarbonatazione	solido	464.480	smaltimento
19 09 03	fanghi prodotti dai processi di decarbonatazione	solido	1.081.240	recupero
19 09 05	resine a scambio ionico saturate o esaurite	solido	33.920	smaltimento

10. GESTIONE DEL COMPLESSO

10.1 Sala controllo degli impianti

Tutti gli impianti del Complesso (2000, 2100, 2300, 2400, 2600 e 2700) sono gestiti attraverso un sistema di supervisione e controllo (DCS) posizionato nella sala controllo della CTE. Il sistema di controllo è composto dalle stazioni dell'operatore, dai processori, dal sistema ingresso/uscita dati e da unità periferiche posizionate nelle cabine di trasformazione collegate al relativo processore mediante fibra ottica.

10.2 Impianti e servizi antincendio

La CTE è dotata delle seguenti attrezzature antincendio:

- 11 idranti
- 2 spingarde fisse su idranti
- 2 naspi acqua
- 4 pulsanti avvisatori di incendio.

Su ogni turboalternatore sono realizzati due impianti a diluvio, uno nella pompa del cassone dell'olio di lubrificazione e l'altro nel locale turbina. Su ogni alternatore è localizzato un impianto fisso a CO₂, alimentato da 9 bombole da 50 litri alla pressione di 245 bar. Nella zona di dosaggio dei reagenti, delle caldaie e del ciclo termico è sistemata una doccia di sicurezza. Esistono poi differenti attrezzature antincendio portatili rappresentate da estintori a CO₂ ed a polvere P/12 ubicati nella sala controllo della CTE, sui frontali delle caldaie, dentro i box delle turbine ed in prossimità delle scale di ingresso alla CTE.

10.3 Fermata per manutenzione

Con cadenza biennale si effettua la fermata programmata della Raffineria e del Complesso al fine di effettuare i lavori di manutenzione agli impianti. La fermata del Complesso si sviluppa seguendo la riduzione dei consumi di energia elettrica e di vapore da parte degli impianti di Raffineria. Nella prima fase della fermata degli impianti di Raffineria (fermata pompe di carica, ecc.) si ha una riduzione dei consumi di energia elettrica ed una riduzione dell'assorbimento di energia elettrica dalla rete ENEL; in questa prima fase i consumi di vapore restano pressochè invariati in quanto nei vari reparti della Raffineria iniziano le operazioni di *decooking* e di bonifica.

Quando l'assorbimento di energia elettrica dalla rete ENEL si porta a zero, il Complesso inizia a ridurre la produzione di energia elettrica, fino alla fermata progressiva dei turbogeneratori: l'erogazione del vapore necessario all'ultima fase

della fermata è garantito dall'apertura delle valvole di riduzione e desurriscaldamento del vapore E117 A/B/C e E118 A/B (vd. 2.1.1.1).

Dopo circa 10 giorni dall'inizio della fermata programmata la richiesta di vapore si riduce e pertanto si procede alla fermata progressiva delle caldaie. La fermata dell'impianto 2600 avviene successivamente alla fermata dell'ultima caldaia.

Oltre alla fermata programmata, gli impianti del Complesso possono subire tempi di fermata per manutenzione ordinaria e/o straordinaria.

Nella **Tabella p** sono riportati i giorni di fermo (totali e/o di mezza giornata) degli impianti 2000 e 2600 relativi al 2005.

Tabella p: Giorni di fermo impianto per manutenzione

IMPIANTO	FERMO IMPIANTO (gg/a)
2000 – CTE (F1)	15,5
2600 – Pretrattamento e demineralizzazione delle acque (F2)	0

10.4 Gestione delle anomalie

10.4.1 Fermate accidentali

Le fermate accidentali possono interessare una delle seguenti parti di impianto: caldaie, turboalternatori, pompa alimento e pompa dell'olio combustibile.

- Caldaia e bruciatori: la prima conseguenza è la riduzione di vapore a 80 ate inviato in Raffineria, escludendo le utenze non indispensabili. Il segnale di blocco è registrato dal sistema DCS.
- Turboalternatore: questo evento produce una riduzione di produzione di energia elettrica, evitabile nel caso in cui i turboalternatori rimasti in marcia sono in grado di prendere il carico elettrico prodotto dal gruppo in avaria.
- Pompa alimento: in caso di avaria, la pompa non funzionante viene sostituita (avvio in automatico) dalla rispettiva pompa di riserva, per

consentire di mantenere costante l'alimentazione di acqua al bruciatore e, conseguentemente, l'invio di vapore alle utenze. Nel caso di anomalie nell'avvio in automatico della pompa di riserva, è necessario escludere il degasatore e lo scambiatore di alta pressione della stessa linea di alimentazione della pompa alimento in avaria.

- Pompa olio combustibile: in caso di fermata, è presente una pompa di riserva. Nel caso in cui anche questa non entri in funzione, la pressione dell'olio combustibile in ingresso all'impianto diminuisce, e, al fine di mantenere costante la produzione di energia della CTE, viene aumentata la quantità di *fuel gas* in alimentazione dalla rete di Raffineria (nel caso opposto verrà aumentato l'approvvigionamento di olio combustibile).

10.4.2 Basse portate

- Acqua mare (condensatori): in caso di bassi valori di portata di acqua di raffreddamento, per garantire il funzionamento del turboalternatore in condizioni di sicurezza, viene ridotta la produzione di energia elettrica.
- Acqua mare (sistemi di refrigerazione: refrigeranti aria, olio lubrificazione, raffreddamento macchine): viene tenuta sotto controllo la temperatura, superata la quale l'impianto viene fermato.

10.4.3 Bassa pressione

- Aria strumenti: la bassa pressione in questi sistemi provoca il malfunzionamento delle apparecchiature e delle valvole servo-comandate. Per limitare questa anomalia è possibile avviare un compressore di riserva o fare intervenire l'azoto di emergenza.

10.4.4 Alta conducibilità dell'acqua demineralizzata

- È presente un serbatoio di riserva in modo da escludere dal circuito il serbatoio con acqua ad elevata conducibilità, a seguito di malfunzionamenti all'impianto 2600.

10.4.5 Infiltrazioni di acqua mare

- Per evitare che il condensato, da ricircolare in testa all'impianto, venga inquinato dall'acqua mare, è necessario scaricare lo stesso in fognatura ed alimentare il degasatore con acqua demi.

10.4.6 Fuori servizio degli scambiatori ad alta pressione

- La rottura del fascio tubiero può provocare una perdita di acqua in alimento con conseguente innalzamento del livello di acqua che, oltre un certo livello, porta al blocco dell'impianto.

10.5 Allarmi

10.5.1 Impianto 2000

Nel corpo cilindrico della caldaia è presente un sensore del livello dell'acqua ed un livello alto provoca un segnale di allarme in quanto potrebbe provocare trascinalamenti di acqua nei surriscaldatori. Per la turbina esistono segnali di allarme inerenti la sopravvelocità della turbina (oltre 3.300 giri/min), l'eccessiva usura del cuscinetto di spinta, la bassa pressione dell'olio di lubrificazione, il basso vuoto al condensatore, l'alta temperatura allo scarico ed elevate vibrazioni.

10.6 Procedure

10.6.1 Ispezione interna per caldaie, turbine e degasatori

Il Complesso esegue controlli periodici della camera di combustione e del giro fumi della caldaia, seguendo apposita procedura che prevede, a seguito del raffreddamento della caldaia e l'apertura delle porte di ispezione, di eseguire prove per valutare il contenuto di ossigeno, esplosività e gas tossici.

La revisione delle turbine comprende la fermata della macchina, l'isolamento delle linee vapore e dei cablaggi elettrici, la rimozione delle protezioni acustiche e dei cibenti, la manutenzione del cablaggio e la calibratura della strumentazione, la pulizia mediante sabbiatura dei componenti amovibili, della parte superiore dell'incastellatura e dei diaframmi, la manutenzione del sistema di lubrificazione e la revisione generale del sistema di lubrificazione ad olio.

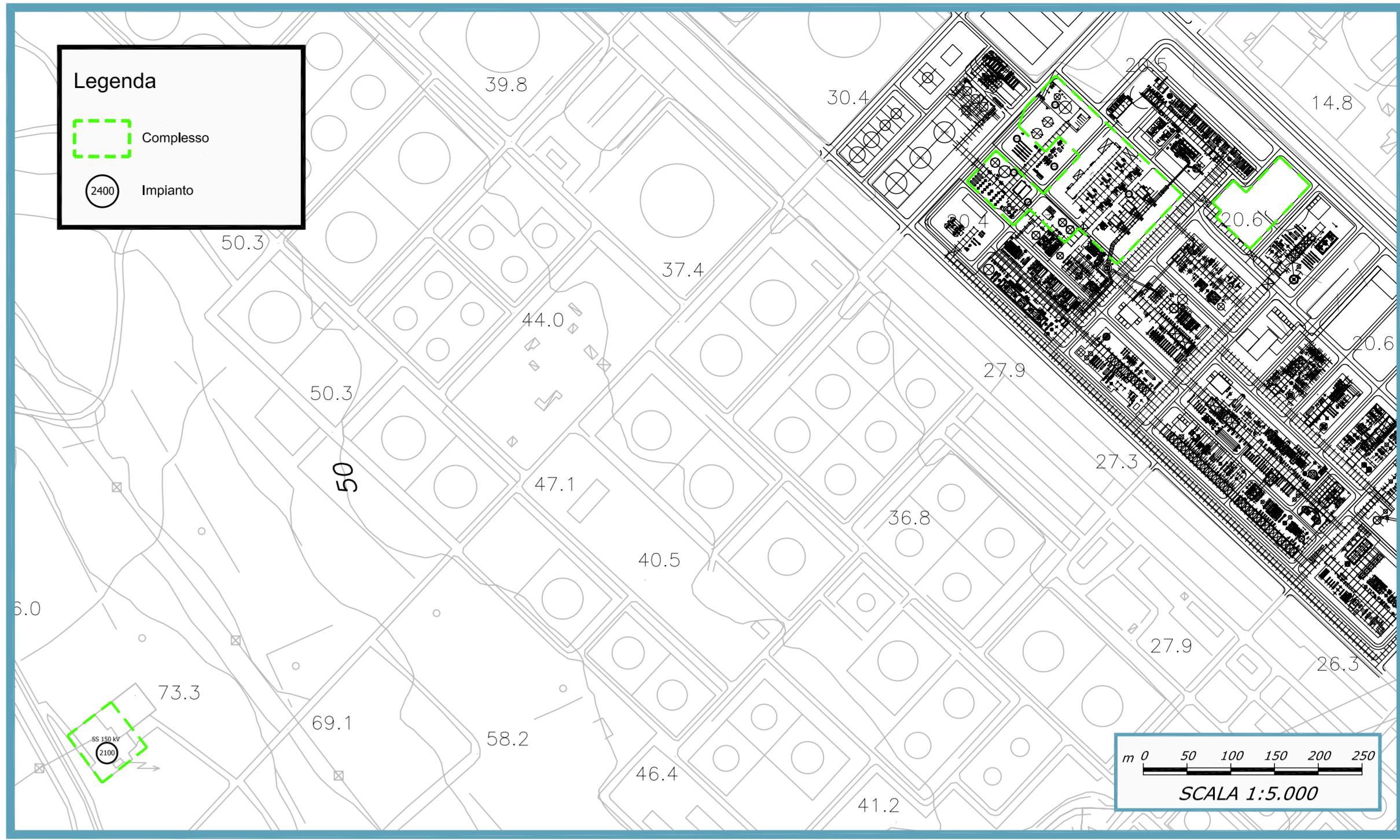
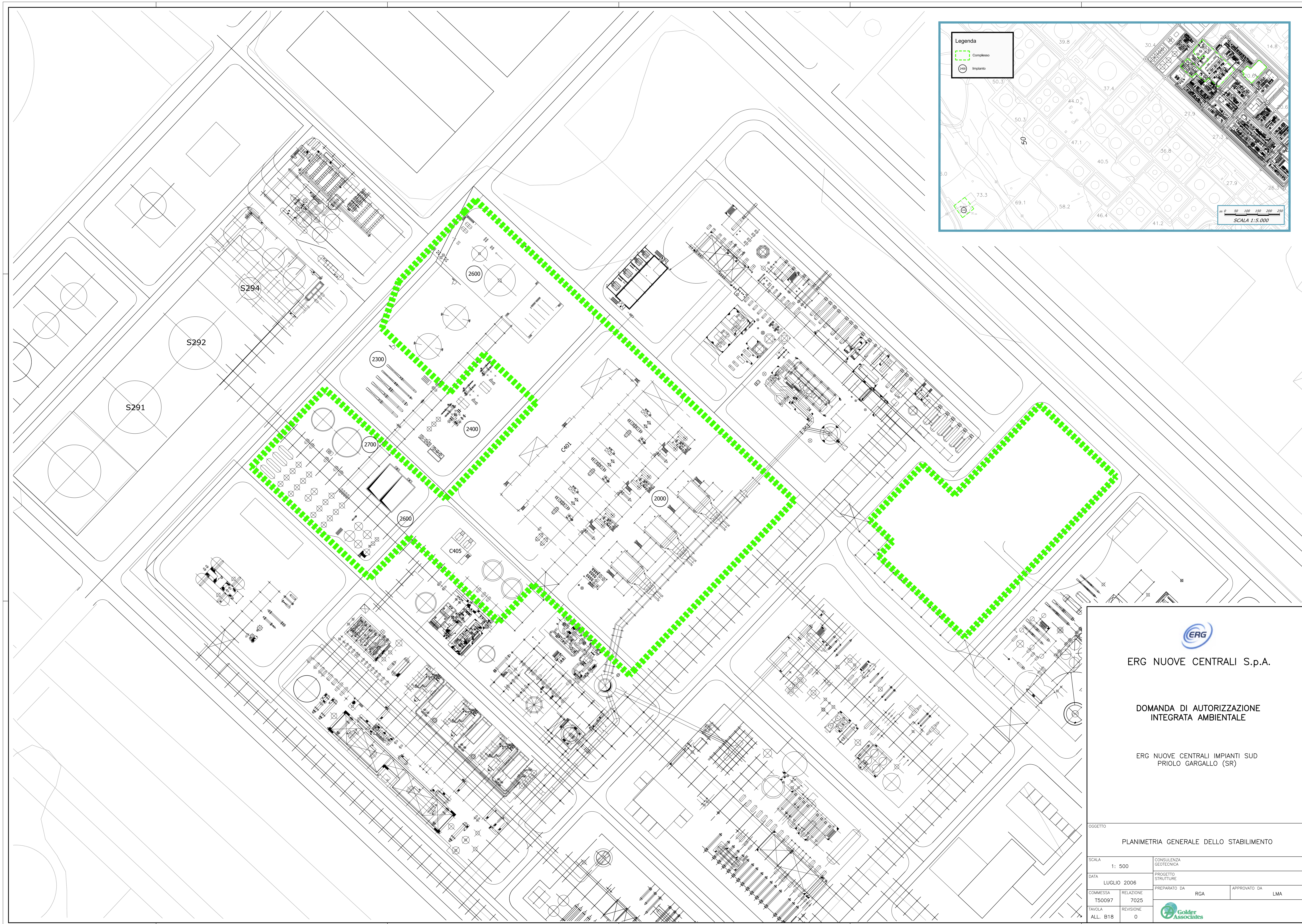
I degasatori vengono ispezionati dopo aver intercettato gli ingressi, scaricato l'acqua avendo cura di aprire lo sfiato in atmosfera e ventilato il degasatore. Le misure eseguite comprendono contenuto di ossigeno e gas tossici.

10.6.2 Procedure di emergenza

- Perdite di combustibile: nel caso in cui venga rilevata una perdita di combustibile (*fuel gas* o olio combustibile) localizzata sulla linea di alimentazione delle caldaie, la procedura prevede l'intercettazione del combustibile a limite batteria e la bonifica con azoto della linea stessa.

- Perdite di gas di combustione: nel caso di perdite di gas di combustione (fumi) dalle caldaie, viene ridotto il carico alla caldaia, per ridurre la perdita, fino alla fermata della caldaia stessa.
- Perdite di olio lubrificante: l'olio lubrificante viene utilizzato per la lubrificazione delle turbine a vapore della CTE. A seguito di una perdita di olio lubrificante, per evitare il contatto dell'olio con parti molto calde della turbina, si utilizza un getto di vapore a bassa pressione che, per soffocamento, impedisce la combustione.
- Scarichi in torcia: su ogni caldaia, sulla linea del *fuel gas*, è previsto uno scarico automatico alla torcia della Raffineria quando interviene il blocco generale della linea del *fuel gas* per depressurizzare la linea dalla valvola di blocco generale fino alle valvole di blocco parziale poste sui bruciatori.

ALLEGATO B18



ERG NUOVE CENTRALI S.p.A.

DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE

ERG NUOVE CENTRALI IMPIANTI SUD
PRIOLO GARGALLO (SR)

OGGETTO
PLANIMETRIA GENERALE DELLO STABILIMENTO

SCALA	1: 500	CONSULENZA GEOTECNICA
DATA	LUGLIO 2006	PROGETTO STRUTTURE
COMMESSA	RELAZIONE T50097 7025	PREPARATO DA RGA
TAVOLA	REVISIONE ALL. B18 0	APPROVATO DA LMA

