

Allegato B18

Relazione Tecnica dei Processi Produttivi

La Centrale di Fiume Santo è composta da sei gruppi (4 a vapore + 2 turbogas) per una potenza elettrica lorda complessiva di 1.040 MW (pari a una potenza elettrica netta complessiva di 960 MW). Le potenze dei gruppi a vapore e gli anni di entrata in servizio degli stessi sono, rispettivamente:

- gruppo 1 da 160 MW - 1983;
- gruppo 2 da 160 MW - 1984;
- gruppo 3 da 320 MW - 1992;
- gruppo 4 da 320 MW - 1993.

La costruzione dell'impianto ha avuto inizio a cura di Enel S.p.A. negli anni '70. Dopo una sospensione delle attività durata alcuni anni, agli inizi degli anni '80 si è pervenuti al completamento e al successivo avviamento delle sezioni 1 e 2 alimentate a olio combustibile.

In particolare, il primo parallelo (immissione di energia elettrica in rete) della sezione 1 si è avuto nel 1983, per la sezione 2 all'inizio del 1984.

Le sezioni 3 e 4 sono state costruite a circa un chilometro di distanza dalle altre due, con criteri che facevano capo al Progetto Unificato Carbone dell'Enel (PUC).

Il primo parallelo delle due sezioni, alimentate inizialmente con olio combustibile denso, è stato rispettivamente nel settembre dell'anno '92 e nel novembre '93.

Contestualmente sono stati realizzati gli interventi di ambientalizzazione delle due sezioni da 320 MW (sezioni 3 e 4), autorizzati con specifico *Decreto* rilasciato dal MICA il 16/07/90 e completati nel 1998.

Nel corso del 2002 le sezioni n. 1 e 2 sono state oggetto di interventi di ambientalizzazione.

Le sezioni 3 e 4 sono state alimentate a partire dal 1999 e fino al 2003 con Orimulsion e con olio combustibile denso in minor misura.

A partire dal luglio 2003 è iniziata la combustione di carbone in queste due sezioni, dismettendo contestualmente la combustione di Orimulsion.

Nell'anno 2005 è stata inoltre autorizzata la costruzione e l'esercizio di due turbogas in ciclo semplice da circa 50 MW ciascuno, poi realizzati entrambi da 40 MW, attualmente pronti per l'esercizio commerciale. Essi sono autorizzati esclusivamente per un funzionamento massimo di 11 ore/giorno per complessive 500 ore/anno.

La loro realizzazione è stata richiesta da Endesa Italia allo scopo di rendere disponibile una potenza aggiuntiva per la "riserva terziaria" della Sardegna,

che altrimenti, come richiesto dal Gestore della Rete di Trasmissione nazionale (GRTN), sarebbe dovuta essere resa disponibile penalizzando le sezioni 3 e 4, mantenendole in funzionamento a carico ridotto.

Attualmente quindi i gruppi 1 e 2 sono attrezzati per essere alimentati solo a olio combustibile, mentre i gruppi 3 e 4 possono essere alimentati sia a olio combustibile che a carbone.

I due gruppi turbogas, TG E e TG G, sono invece alimentati a gasolio.

Per l'esercizio dei vari gruppi la *Centrale* è dotata delle seguenti opere complementari:

- due opere di presa/scarico acqua di mare per raffreddamento, rispettivamente per i gruppi 1 e 2 e per i gruppi 3 e 4;
- l'elettrodotto di collegamento alla rete elettrica nazionale;
- nastri trasportatori del carbone dal vicino porto industriale alla *Centrale*, per una lunghezza complessiva di 8 km;
- un oleodotto di trasporto dell'olio combustibile dal porto industriale alla *Centrale*.

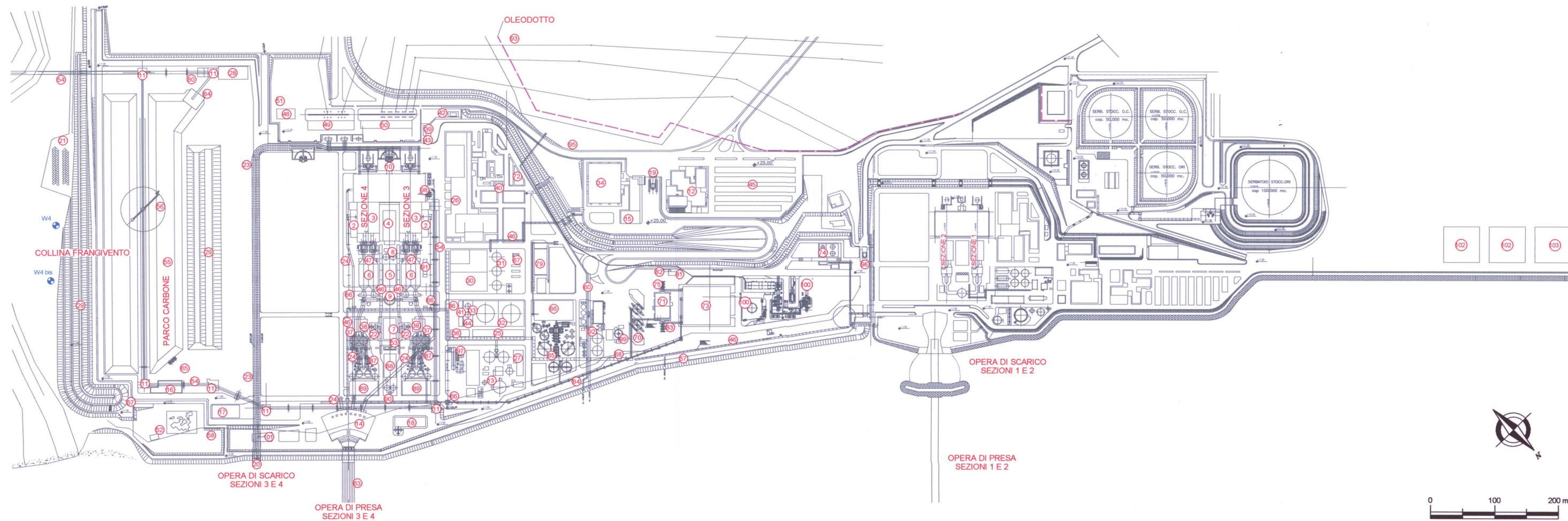
Nella *Figura B18.1a* è riportato il layout di *Centrale* nella configurazione attuale, mentre nella *Figura B18.1.b* sono riportate le viste prospettive della *Centrale* nella configurazione attuale.

B18 1.1 **SEZIONI 1 E 2**

B18 1.1.1 **Ciclo Produttivo**

Gli elementi principali del ciclo produttivo delle sezioni 1 e 2, schematizzati sinteticamente in *Figura B18.1.1.a*, sono di seguito elencati.

Figura B.18.1a Layout Configurazione Attuale



LEGENDA

- POZZO ESISTENTE
- 1 - SALA IMACCHINE
- 2 - SILI E IMULINI CARBONE
- 3 - CALDAIA
- 4 - EDIFICIO SERVIZI AUSILIARI
- 5 - EDIFICIO COMPRESSORI
- 6 - CAPTATORI ELETTROSTATICI
- 7 - EDIFICIO ESAUSTORI
- 8 - SERBATOI E POMPE ACQUA DEMINERALIZZATA
- 9 - CIMINIERA
- 10 - ZONA TRASFORMATORI
- 11 - TORRI TRASPORTO CARBONE
- 12 - EDIFICIO MENSA E FORESTERIA
- 13 - IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE REFLUE
- 14 - VASCA GRIGLIE E POMPE ACQUA CIRCOLAZIONE
- 15 - EDIFICIO AUTOMESSA DI SERVIZIO
- 16 - VASCA DECANTAZIONE ACQUE METEORICHE IMPIANTO CARBONE
- 17 - EDIFICIO QUADRI ELETTRICI PARCO CARBONE
- 18 - EDIFICIO TRATTAMENTO ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 19 - PESA IDI ESERCIZIO
- 20 - OPERA DI SCARICO
- 21 - PARCHEGGIO VISITATORI AREA ARCHEOLOGIA
- 22 - SILOS CENERI LEGGERE E PIRITI
- 23 - CONDOTTE DI SCARICO ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 24 - CONDOTTE DI MANDATA ACQUA DI CIRCOLAZIONE
- 25 - ZONA POMPE SPINTA OLIO COMBUSTIBILE
- 26 - EDIFICIO SERVIZI DI ESERCIZIO
- 27 - EDIFICIO TRATTAMENTO ACQUE REFLUE
- 28 - EDIFICIO RICOVERO ED OFFICINA BULLDOZERS
- 29 - COLLINA FRANGIVENTO CARBONILE
- 30 - EDIFICIO SERVIZI INDUSTRIALI
- 31 - SERBATOI ACQUA INDUSTRIALE E POTABILE
- 32 - SERBATOI DI STOCCAGGIO OLIO COMBUSTIBILE
- 33 - SERBATOI DI STOCCAGGIO GASOLIO
- 34 - EDIFICIO PORTINERIA, INFERMERIA E SPOGLIATOI
- 35 - TUBAZIONE ADDUZIONE ACQUA AL VAISCONE ENICHEM (ANIC)
- 36 - CABINA VALVOLE SCHIUMOGENO E QUADRI ELETTRICI PARCO O.C.
- 37 - AREA FUMI IMPIANTO DESOLFORAZIONE
- 38 - VASCA DECANTAZIONE ACQUA LAVAGGIO CAPTATORI ELETTROSTATICI
- 39 - FOSSIE BOMBOLE IDROGENO
- 40 - CABINA BOMBOLE GAS LABORATORIO CHIMICO
- 41 - ZONA POMPE SPINTA GASOLIO
- 42 - MAGAZZINO BOMBOLE GAS OFFICINA
- 43 - CABINA BOMBOLE CO2
- 44 - IMPIANTO ADDITIVI COMBUSTIBILE
- 45 - PARCHEGGIO AUTO COPERTO
- 46 - STRUTTURA SOSTEGNO TUBAZIONI E VIA CAVO
- 47 - EDIFICIO QUADRI CAPTATORI E CENERI LEGGERE
- 48 - FABBRICATO QUADRI E SERVIZI STAZIONE ELETTRICA
- 49 - FABBRICATO SF6 STAZIONE ELETTRICA 380 KV
- 50 - FABBRICATO SF6 STAZIONE ELETTRICA 150 KV
- 51 - MAGAZZINO E OFFICINA STAZIONE ELETTRICA
- 52 - AREA ARCHEOLOGICA SOTTOPOSTA A VINCOLO
- 53 - TRASFORMATORI IMPIANTO DESOLFORAZIONE
- 54 - NASTRO TRASPORTO CARBONE
- 55 - PARCO CARBONE
- 56 - MACCHINA DI MESSA A PARCO E RIPRESA CARBONE
- 57 - RECINZIONE DI IMPIANTO ANTISABOTAGGIO
- 58 - CONFINI AREA DEMANIALE
- 59 - CONFINI AREA ENEL
- 60 - CANALE INTERRATO DI SCARICO ACQUE DA MONTE
- 61 - CANALE INTERRATO DI SCARICO VASCONE ENICHEM (ANIC)
- 62 - STRADA DI ACCESSO DALLA PROVINCIALE
- 63 - CONDOTTE DI ADDUZIONE ACQUE MARE
- 64 - DISCARICA CARBONE IN EMERGENZA
- 65 - TRAMOCCIA DI CARICAMENTO CARBONE IN EMERGENZA
- 66 - NASTRO TRASPORTO CENERI PESANTI
- 67 - TRASFORMATORE TRL
- 68 - CABINA QUADRI ELETTRICI AREA I.T.A.
- 69 - OMISSIS
- 70 - SILOS STOCCAGGIO CALCIARE MACINATO
- 71 - EDIFICIO QUADRI ELETTRICI E COMPRESSORI
- 72 - PENSILINE PARCHEGGIO
- 73 - EDIFICIO STOCCAGGIO GESSO E CENERI PESANTI
- 74 - SERBATOI STOCCAGGIO AMMONIACA
- 75 - SILOS CARICAMENTO GESSO
- 76 - OMISSIS
- 77 - OMISSIS
- 78 - OMISSIS
- 79 - AREA STOCCAGGIO E TRATTAMENTO FANGHI (T.S.D.)
- 80 - CABINA ELETTRICA
- 81 - VASCA RACCOLTA ACQUE LAVAGGIO CORSIE
- 82 - TUNNEL LAVAGGIO AUTOMEZZI
- 83 - SILOS CARICAMENTO CENERI PESANTI
- 84 - NASTRI TRASPORTO GESSO E CENERI PESANTI
- 85 - IMPIANTO TRATTAMENTO SPURGH DESOLFORAZIONE
- 86 - EDIFICIO IMPIANTO TRATT. SPURGH DESOLFORAZIONE
- 87 - AREA ASSORBIMENTO IMPIANTO DESOLFORAZIONE
- 88 - EDIFICIO SERVIZI AUSILIARI DESOLFORAZIONE
- 89 - EDIFICIO SERVIZI DESOLFORAZIONE
- 90 - SERBATOI RICOVERO SOSPENSIONI
- 91 - IMPIANTO STRIPPAGGIO AMMONIACA
- 92 - AREA IMPIANTO TRATTAMENTO SPURGH AMMONIACALI
- 93 - LINEA ELETTRICA 150 KV
- 94 - COLLEGAMENTO PEDONALE PORTINERIA ISOLA PRODUTTIVA
- 95 - OLEODOTTO
- 96 - PESA AREA MOVIMENTAZIONE
- 97 - TG3 AUSILIARI PER BLACK START UP
- 98 - TRASFORMATORE A.T.
- 99 - SILO DECENTRATO CENERI LEGGERE 3000 t
- 100 - N. 2 TURBOGAS IN CICLO APERTO CON AUSILIARI
- 101 - VASCA FINALE CONTROLLO ALLO SCARICO
- 102 - VASCA CENERI DA OCD
- 103 - VASCA FANGHI OCD

Figura B18.1b Viste Prospettiche della Centrale - Configurazione Attuale

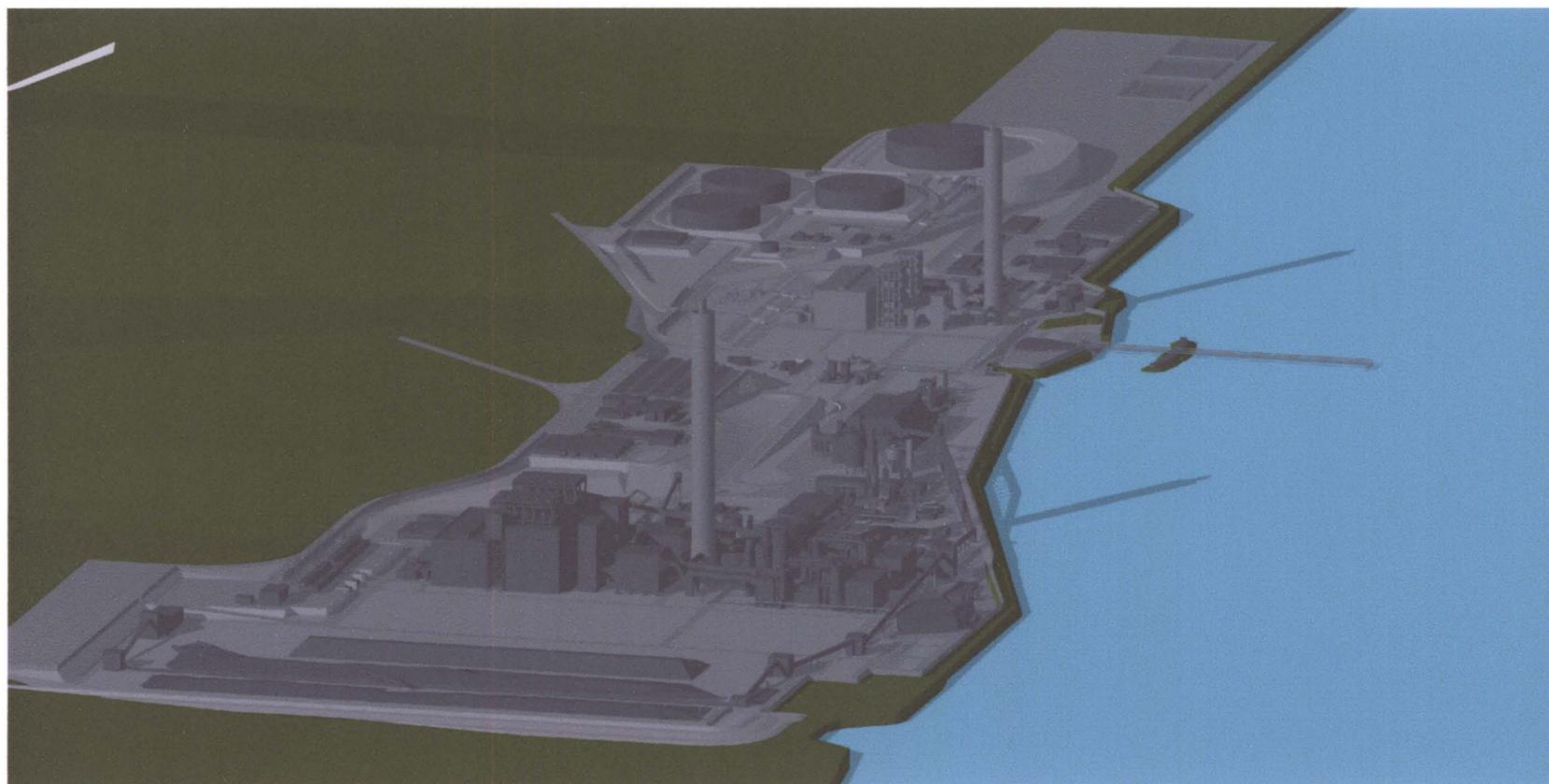
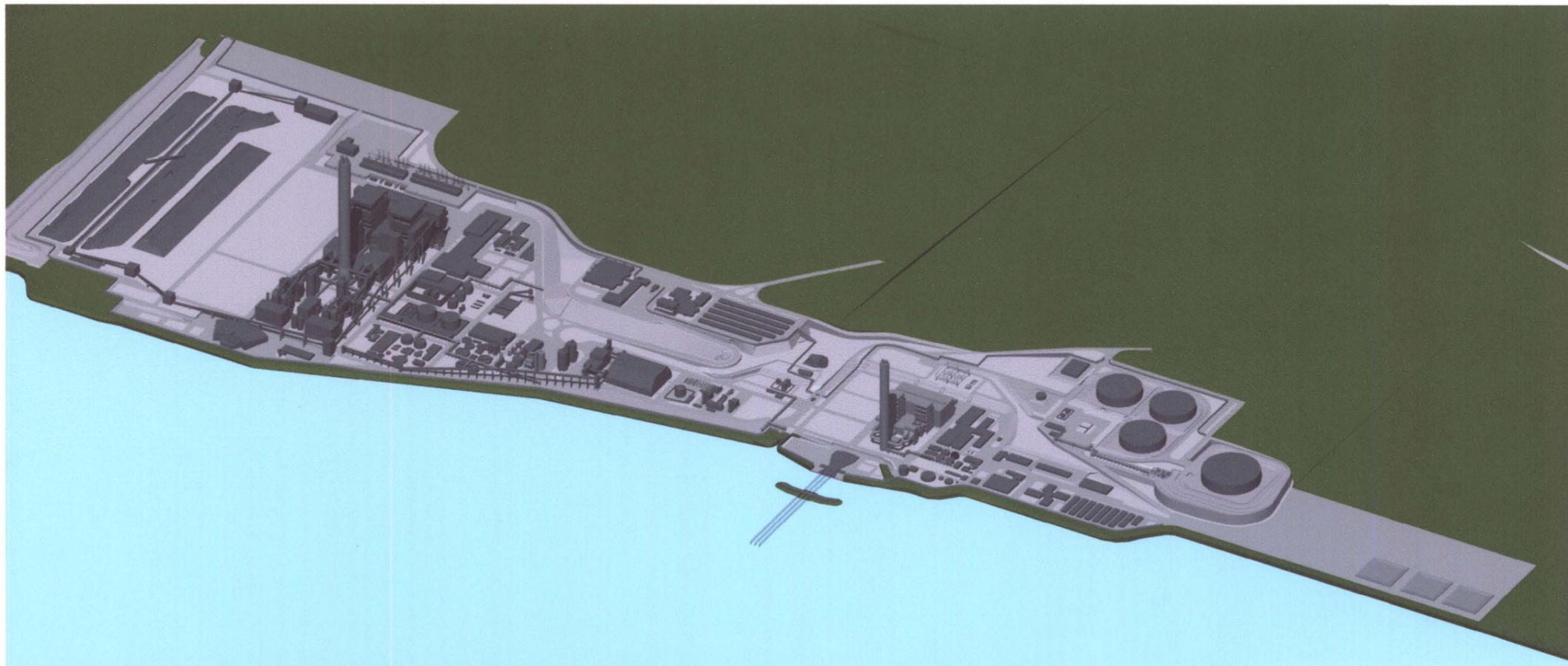
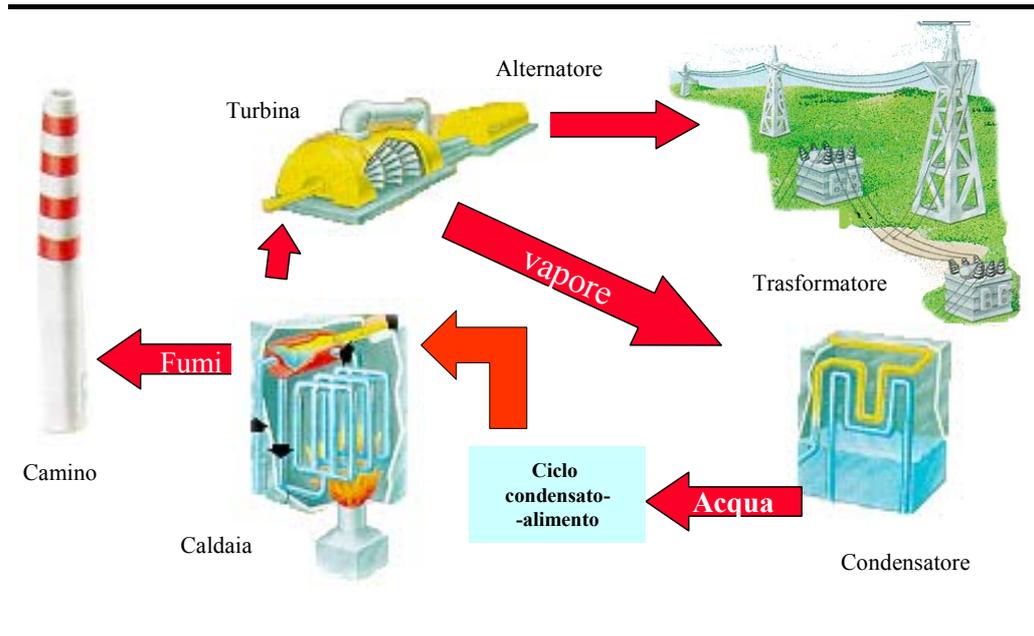


Figura B18.1.1.1 a Descrizione del Ciclo Produttivo delle Sezioni 1 e 2



- Caldaia (o generatore di vapore): nella quale il combustibile bruciando sviluppa il calore necessario a trasformare l'acqua in vapore;
- Turbina: nella quale il vapore prodotto dalla caldaia trasforma l'energia termica in energia meccanica (rotazione);
- Alternatore: che, messo in rotazione dalla turbina, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
- Trasformatore principale: nel quale l'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene trasformata elevandola alla tensione adeguata per essere erogata sulla rete elettrica nazionale;
- Condensatore: nel quale il vapore, ceduto il suo contributo di energia in turbina, viene riportato allo stato liquido utilizzando quale refrigerante acqua prelevata dal mare;
- Ciclo condensato-alimento: che costituisce l'insieme di macchinari ed apparecchiature tra condensatore e caldaia. Il fluido in uscita dal condensatore viene preriscaldato e reimmesso tramite pompe ad alta pressione in caldaia per la continuazione del ciclo produttivo.

I generatori di vapore sono sistemati all'aperto, mentre le macchine ed i quadri di comando e controllo sono all'interno di fabbricati.

Le caldaie sono a circolazione naturale, dotate di bruciatori frontali ed attrezzate per la combustione di olio combustibile.

Le caratteristiche tecniche principali delle sezioni al carico nominale continuo sono riportate in *Tabella B18.1.1.1a*.

Tabella B18.1.1.1a *Caratteristiche Tecniche Principali delle Sezioni al Carico Nominale Continuo (CNC)*

Produzione di vapore, portata	509 t/h
Consumo olio combustibile:	37 t/h
Pressione temperatura del vapore ingresso turbina	141 barg/538°C
Pressione nominale vapore allo scarico	0,05 barg
Numero di stadi di preriscaldamento turbina	7
Potenza nominale alternatore	190 MVA
Tensione nominale alternatore	15 KV
Potenza elettrica lorda ai morsetti alternatore	160 MW

Per quanto riguarda le emissioni, le sezioni sono adeguate alla normativa attualmente in vigore tramite sistemi gestionali (scelta del combustibile), riduzione primaria degli ossidi di azoto e precipitatori elettrostatici.

La riduzione primaria di ossidi di azoto è realizzata mediante ottimizzazione della combustione e completata con la tecnica BOOS (Burners Out Of Service).

I precipitatori elettrostatici per la captazione delle polveri presenti nei fumi sono uno per sezione e constano di tre campi per ciascuna delle due linee. Hanno un'elevata efficienza di captazione, assicurando nelle condizioni nominali di funzionamento, anche con una semisezione per ciascun captatore fuori servizio, un valore di emissione del particolato non superiore a 50 mg/Nm³.

I fumi della combustione sono quindi dispersi in atmosfera a mezzo di una ciminiera comune alle due sezioni, di altezza pari a 150 metri.

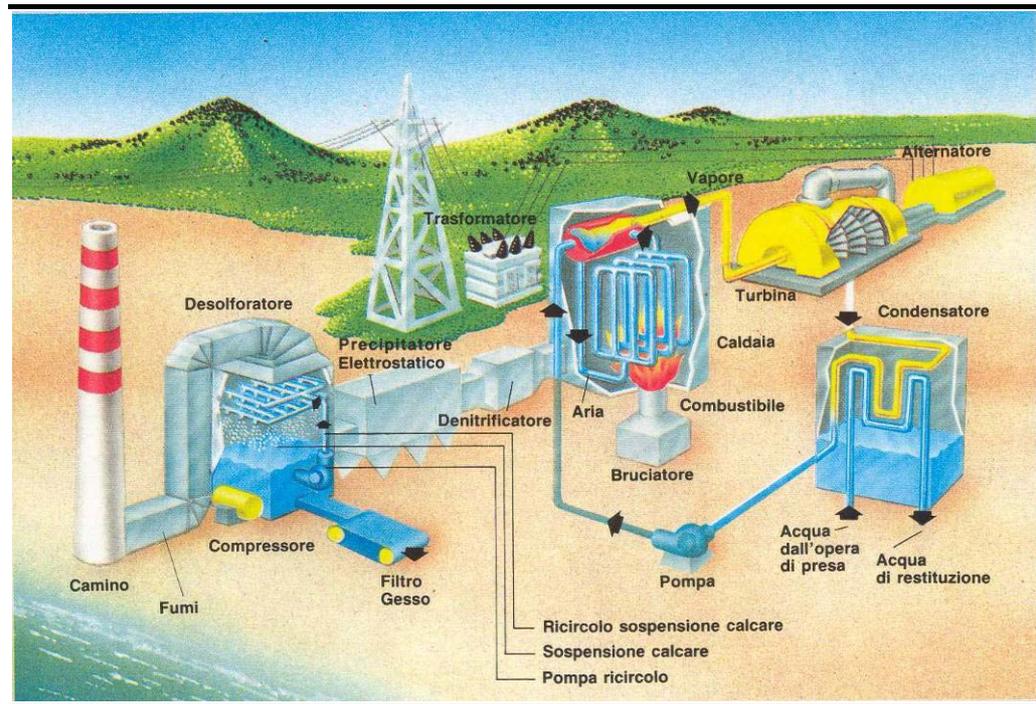
B18 1.2

SEZIONI 3 E 4

Le sezioni termoelettriche 3 e 4 sono equipaggiate con caldaie del tipo a circolazione assistita, con camera di combustione in depressione. Le caldaie sono di costruzione Tosi ed hanno bruciatori tangenziali. Le caldaie sono di tipo policombustibile, attrezzate per la combustione di carbone, olio combustibile ed Orimulsion®. Quest'ultimo combustibile non viene più utilizzato.

Nella *Figura B18.1.2a* è raffigurato uno schema funzionale di massima di una sezione termoelettrica, completa di sistemi di trattamento fumi, analoga a quelle in oggetto.

Figura B18.1.2a Schema Funzionale di Massima: Sezione Termoelettrica e Trattamento Fumi



Gli elementi costitutivi principali del ciclo produttivo propriamente detto sono nominalmente analoghi a quelli descritti per le sezioni 1 e 2, sia pure con caratteristiche costruttive molto diverse.

Le caratteristiche tecniche principali delle sezioni al carico nominale continuo sono riportate in *Tabella B18.1.2a*:

Tabella B18.1.2a Caratteristiche Tecniche delle Sezioni al Carico Nominale Continuo

Parametro	Valore
Produzione di vapore, portata	1.050 t/h
Consumo combustibile:	
olio (in caso di totale alimentazione ad olio)	70 t/h
carbone (in caso di totale alimentazione a carbone)	120 t/h
Pressione /temperatura del vapore ingresso turbina	179 barg/540°C
Pressione nominale allo scarico	0,05 barg
Numero di stadi di preriscaldamento turbina	8
Potenza nominale alternatore	370 MVA
Tensione nominale alternatore	20 KV
Potenza elettrica lorda ai morsetti alternatore	320 MW

Il sistema di trattamento fumi, schematizzato nella *Figura B18.1.2a*, consiste in una serie di impianti dedicati al contenimento delle emissioni di NO_x, SO₂ e polveri.

Concettualmente, in uscita dalla caldaia si incontra dapprima il sistema di denitrificazione, dove gli ossidi di azoto vengono ridotti con un sistema catalitico.

Ciò è costituito da una struttura metallica, contenente un catalizzatore metallico, inserito a valle dell'economizzatore nel flusso dei fumi da trattare in zona di alta temperatura. Durante il transito, ai fumi viene addizionata ammoniaca che, in presenza del catalizzatore, reagisce con gli ossidi di azoto per dare azoto molecolare (cioè come quello atmosferico) ed acqua.

All'uscita del denitrificatore i fumi attraversano quindi i precipitatori elettrostatici, che hanno lo scopo di trattenere le particelle solide e gli incombusti, che porterebbero alla formazione di polveri. Gli elettrofiltri sono analoghi a quelli delle sezioni 1 e 2 ma di dimensioni maggiori (7 campi), essendo costruiti per la combustione del carbone e secondo standard molto conservativi, tali da garantire elevata efficienza di captazione in ogni condizione di esercizio.

L'abbattimento dell' SO_2 è realizzato con un sistema di desolforazione ad umido.

All'interno delle apparecchiature di questo sistema, i fumi provenienti dai filtri vengono lavati e trattati con una soluzione di acqua e calcare.

Questo processo porta alla produzione di gesso, per la reazione chimica del calcare con lo zolfo contenuto nei fumi. Il gesso prodotto viene disidratato, immagazzinato, e successivamente venduto.

I fumi così trattati vengono inviati ad una ciminiera comune, a due canne, di altezza pari a 200 m.

B18 1.3

SEZIONI TURBOGAS

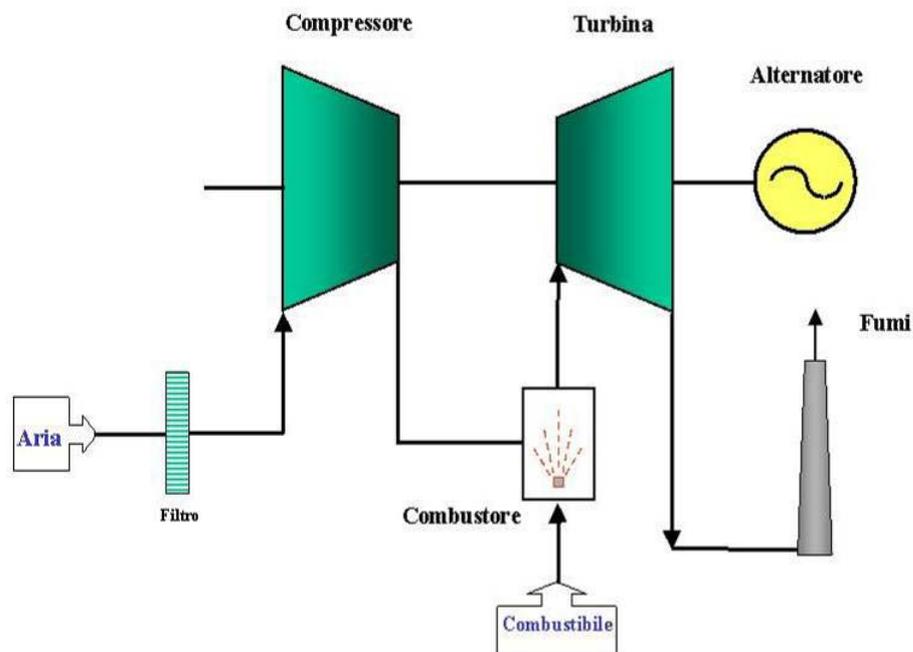
I due turbogas sono in ciclo semplice, della potenza di circa 40 MW elettrici ciascuno alle condizioni ISO, e sono completi dei relativi accessori.

La tecnologia su cui si basa il processo produttivo è schematizzata nella *Figura B18.1.3a*.

I componenti principali di ciascun turbogas sono:

- Turbina a gas: è composta da un compressore dell'aria, da combustori e da una turbina di espansione, coassiale al compressore. I fumi prodotti sono convogliati al camino;
- Alternatore: messo in rotazione dalla turbina, trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
- Trasformatore principale: nel quale l'energia elettrica prodotta dagli alternatori viene trasformata ed elevata per essere inviata alla stazione elettrica.

Figura B18.1.3a Schema Semplificato Turbogas in Ciclo Semplice



Turbina a Gas

Il compressore assiale della turbina preleva aria dall'ambiente mediante il sistema di aspirazione, costituito da camere a filtro e silenziatori.

A monte del primo stadio del compressore sono disposte delle palette mobili per la regolazione della portata d'aria, in modo da ottimizzare i valori di rendimento della macchina in un campo di funzionamento compreso tra il 70% ed il 100% del carico nominale.

Il combustibile impiegato è gasolio.

La potenza nominale alle condizioni di riferimento (ISO) è di circa 40 MW_e.

I gas di scarico della turbina sono inviati al camino ad una temperatura di 450 °C.

Camino

I fumi prodotti da ciascun turbogas sono inviati al rispettivo camino, di altezza pari a 20 m. I condotti di adduzione sono muniti di silenziatori.

Alternatore

Ciascun alternatore è coassiale alla turbina a gas, come riportato nello schema della *Figura B18.1.3a*.

Gli alternatori sono dotati di eccitatrice statica.

Il sistema di raffreddamento degli alternatori è ad aria a circolazione forzata.

Gli alternatori sono collegati ai trasformatori principali ed ai trasformatori di unità da condotti a sbarre.

Trasformatore

Il trasformatore principale (TP) è comune ai due gruppi turbogas ed ha la funzione di innalzare la tensione ai valori della linea che trasporta l'energia elettrica prodotta.

Il trasformatore (a due secondari sulla media tensione) è derivato dai due montanti di macchina tramite congiuntori.

Il collegamento tra trasformatore principale e stazione elettrica avviene tramite cavo interrato a 380 kV, equipaggiato con interruttore e sezionatori.

B18 1.4 **SISTEMI COMUNI**

B18 1.4.1 **Stazione Elettrica**

L'energia elettrica prodotta dalla *Centrale*, dopo essere stata innalzata di tensione mediante trasformatori, viene immessa in rete attraverso la stazione elettrica, a due livelli di tensione distinte.

Le sezioni 1 e 2 sono attestate sulla rete a 150 kV, mentre le sezioni 3 e 4 ed i turbogas di recente installazione su quella a 380 kV; la stazione elettrica - di proprietà TERNA - è situata in prossimità delle sezioni 3 e 4; in essa sono installate le apparecchiature blindate in SF₆ relative agli stalli da 150 kV e 380 kV, collegati tra di loro attraverso due autotrasformatori; le sezioni 1 e 2 sono collegate alla stazione a 150 kV attraverso una linea aerea.

B18 1.4.2 **Impianti Ausiliari Elettrici**

Le sezioni termoelettriche utilizzano per alimentare le proprie utenze ausiliarie un sistema di distribuzione a 6 kV, organizzato per coppie di sezioni, che alimenta anche livelli di tensione inferiori.

Il sistema a 6 kV è normalmente alimentato dalle sezioni stesse, tramite i trasformatori di unità. Quando necessario, ad esempio durante le fasi di avviamento, può essere alimentato dalla rete Terna tramite trasformatori d'avviamento.

I servizi privilegiati (ininterrompibili) sono anche alimentabili da un sistema di emergenza (gruppi elettrogeni, batterie ed accumulatori in corrente continua).

Il sistema elettrico dei gruppi turbogas è stato progettato per permetterne il funzionamento in condizioni indipendenti dal resto della *Centrale*, ed è in grado, in caso di fuori servizio della rete, di rimettere in tensione le sbarre a 400 kV della stazione elettrica annessa.

In condizioni di emergenza i turbogas possono essere alimentati dal sistema elettrico di *Centrale*, tramite collegamento al sistema a 6 kV.

B18 1.4.3 *Sale Manovra e Sistemi di Regolazione, Controllo, Supervisione e Protezione dell'Impianto*

La *Centrale* è dotata di due sale manovra (dalla prima si gestiscono le sezioni 1 e 2 e dalla seconda si gestiscono le sezioni 3 e 4) ciascuna suddivisa in due zone:

- Sala controllo o zona operatori dove sono installate tutte le apparecchiature dedicate all'interfaccia uomo-macchina per la conduzione dell'impianto;
- Sala tecnica o retroquadro sala manovra dove sono installate le apparecchiature ausiliarie per le quali non è previsto il presidio degli operatori nella normale conduzione dell'impianto.

Tali sale manovra sono dislocate tra i rispettivi generatori di vapore e accanto alle sale macchine.

Il sistema di controllo è costituito da un insieme di apparecchiature che assolvono ai compiti di:

- ricezione, smistamento e condizionamento dei segnali;
- regolazioni e controlli;
- sequenze e blocchi;
- allarmi;
- interfaccia uomo-macchina o MMI (Man Machine Interface).

I segnali riguardano i vari sottosistemi dell'impianto di produzione (caldaia - turbina - alternatore).

L'MMI è costituito da un sistema di supervisione, controllo e acquisizione dei dati detto anche SCADA che provvede attraverso delle consolle video, nelle quali sono rappresentati mediante display grafici i vari processi da controllare, alla gestione e all'esercizio dell'impianto. Le pagine grafiche permettono all'operatore di visualizzare gli allarmi, lo stato delle valvole e dei motori, i valori delle variabili di processo, e di intervenire per modificare situazioni di regolazioni (cambi di set-point), di comando e di funzionamento. Inoltre nella sala controllo vengono registrate tutte le misure importanti per l'esercizio ed i dati in condizione di allarme.

Il sistema di automazione dei turbogas prevede una struttura decentrata, facente capo alla sala manovre delle sezioni 3 e 4.

I quadri relativi a questo sistema di automazione e controllo sono installati in edifici adiacenti ai turbogas, insieme alla postazione operatore per la conduzione locale degli impianti.

B18 1.5

COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE

I combustibili, utilizzati per l'alimentazione delle sezioni di produzione termoelettrica rapportati agli impianti precedentemente descritti, sono il carbone, impiegato nelle sezioni 3 e 4, e l'olio combustibile denso (OCD), a basso tenore di zolfo (BTZ) utilizzato nelle sezioni 1 e 2, ed ATZ (alto tenore di zolfo) utilizzato nelle sezioni 3 e 4 in alternativa al carbone, o come supporto nella combustione di carbone a carico ridotto. Limitatamente alla fase di accensione delle sezioni termoelettriche viene utilizzato gasolio, che costituisce anche l'unico combustibile dei turbogas.

L'approvvigionamento dei combustibili principali viene effettuato via mare. La *Centrale* dispone di una banchina di proprietà Endesa Italia, che si trova nel porto industriale di Porto Torres, a circa 7 chilometri dal sito produttivo, cui è collegata da oleodotto e sistema di nastri trasporto carbone.

Il carbone è scaricato dalle navi carboniere tramite due gru, situate in banchina, dotate di benne mobili che caricano le tramogge di alimentazione del nastro trasportatore. Il nastro si sviluppa dal molo fino al parco carbone situato all'interno della *Centrale*. Nell'arco del percorso il nastro si interrompe, per motivi tecnici, in torri di travaso. Il parco carbone rappresenta il punto di accumulo del combustibile per l'esercizio delle sezioni 3 e 4.

Il parco il carbone viene mantenuto compattato e bagnato con acqua da una rete di spruzzatori, al fine di evitare fenomeni di autocombustione e di polverosità. La *Centrale* dispone al suo interno di tre depositi combustibili: il parco carbone, il deposito oli combustibili, ed il deposito gasolio dedicato ai turbogas. I depositi sono dotati di sistemi atti alla prevenzione di inquinamento del suolo e del mare. Tutte le operazioni di movimentazione dei combustibili avvengono nel rispetto delle condizioni di sicurezza.

Nel seguito sono forniti maggiori dettagli sulla gestione dei singoli combustibili.

B18 1.5.1

Carbone

Il deposito carbone ha una capacità di circa 300.000 t (utilizzabili 250.000 t, per permettere la movimentazione dei mucchi), ed occupa un'area situata nella zona sud-est dell'impianto, in prossimità del punto di ingresso dei nastri trasporto carbone.

Il parco carbone è fornito di sistema di drenaggio e raccolta delle acque meteoriche, che vengono inviate al sistema di trattamento.

La gestione del carbone all'interno del parco avviene mediante macchina polifunzionale, a pale rotanti, che permette di effettuare lo scarico del nastro, e tramite ruspe per la movimentazione del carbone all'interno del parco ed il caricamento del sistema di alimentazione alle caldaie. E' inoltre presente un sistema fisso di supporto, che permette il caricamento del sistema di alimentazione alle caldaie quando la macchina è utilizzata per lo scarico del nastro.

Al fine di proteggere il carbonile dai venti predominanti della zona (principalmente venti da ovest e/o da nord-ovest), e quindi di evitare il sollevamento di eventuale polvere di carbone, è stata realizzata una collina frangivento, la cui ubicazione è riportata in *Figura B18.1a*. Essa è costituita da 125.000 m³ di gesso derivante dal processo di desolforazione degli effluenti gassosi, opportunamente compattato, sagomato e ricoperto con terreno vegetale. La barriera frangivento ha una base rettangolare, lunga circa 350 metri e larga circa 50 metri. La sua altezza è di circa 12 m e le scarpate laterali sono interrotte da uno sbalzo intermedio, a circa 6 m di altezza. La superficie della collina sarà inerbita, facendole assumere un positivo ruolo paesaggistico e massimizzandola sua funzione di raccolta delle polveri, limitando per altro la possibilità di risollevarle delle stesse.

B18 1.5.2 *Olio Combustibile Denso (OCD)*

L'olio combustibile, ATZ o BTZ, arriva in *Centrale* tramite oleodotto dedicato. Il deposito combustibili consiste in quattro serbatoi a tetto galleggiante (3 serbatoi da 50.000 m³ ciascuno e un serbatoio da 100.000 m³), situati all'interno di idonei bacini di contenimento in calcestruzzo, atti a contenere eventuali fuoriuscite di prodotto. Il parco si trova nella zona ovest dell'impianto.

Al termine delle operazioni di trasferimento, l'oleodotto viene svuotato dall'olio residuo mediante spiazzamento con azoto. Le acque meteoriche raccolte nei bacini di contenimento sono convogliate alle reti di raccolta acque oleose. Il trasferimento dell'OCD ai bruciatori dei generatori di vapore delle sezioni 1 e 2 avviene direttamente dai serbatoi mediante un sistema di tubazioni di trasporto e di ricircolo, ed elettropompe. Le sezioni 3 e 4, che si trovano a circa 1 km di distanza dal deposito combustibili, dispongono di due serbatoi di servizio giornalieri del volume di 8.000 m³ ciascuno, anch'essi dotati di bacino di contenimento. Tutti i sistemi di trasporto e di stoccaggio sono riscaldati mediante vapore o energia elettrica allo scopo di mantenere l'OCD a temperature comprese tra i 40 ed i 60°C, sufficienti a mantenerlo liquido e pompabile.

B18 1.5.3 *Gasolio*

L'approvvigionamento del gasolio per l'accensione dei bruciatori avviene mediante autobotti scaricate per mezzo di pompe ai serbatoi dedicati.

I serbatoi per i gruppi a vapore sono 4, due per coppia di sezioni. Quelli dedicati alle sezioni 1 e 2, della capacità di 250 m³ ciascuno, sono adiacenti al deposito degli oli combustibili. I due serbatoi dedicati alle sezioni 3 e 4 sono della capacità di 500 m³ ciascuno, e si trovano in una zona adiacente alla caldaia 3. Il sistema di approvvigionamento e stoccaggio del gasolio dedicato ai turbogas consiste in un serbatoio del tipo cilindrico ad asse verticale, a tetto fisso, della capacità utile di 2.000 m³. In totale le possibilità di stoccaggio gasolio ammontano a 3.500 m³.

Il sistema è completo di apparecchiature ed accessori per il caricamento da autobotte. Tutti i serbatoi sono situati all'interno di bacini di contenimento, collegati alla fogna oleosa. Le zone interessate allo scarico degli automezzi sono dotate di un'opportuna rete fognaria collegata anch'essa all'impianto di trattamento acque oleose.

B18 1.5.4 *Combustibili non Fossili*

E' stato recentemente autorizzato ed è attualmente in fase di sperimentazione l'uso di combustibile da biomasse nei gruppi 3 e 4, a carbone. Tale possibilità consente di compensare parzialmente le emissioni di anidride carbonica dall'impianto, permettendo di produrre in loco, senza necessità di ulteriori impianti, buona parte del 5% di energia da fonte rinnovabile, prevista dalla normativa per i nuovo impianti.

B18 1.6 *REAGENTI CHIMICI E PRODOTTI DI COMBUSTIONE*

B18 1.6.1 *Calcare*

Il sistema di approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione calcare consiste in un silo di stoccaggio, della capacità di 3.000 m³, completo di sistema pneumatico di scarico calcare dagli automezzi, e di sili temporanei collocati presso le sezioni termoelettriche. Il trasporto tra il silo di stoccaggio ed i sili temporanei avviene con un sistema pneumatico in pressione, costituito da compressori dedicati, tubazioni di trasporto e filtri a maniche.

B18 1.6.2 *Gesso e Ceneri*

I principali prodotti solidi del sistema di combustione (gesso e ceneri da carbone) possono essere riutilizzati in attività produttive. Vengono pertanto immagazzinati in area di *Centrale* e da qui conferiti agli utilizzatori con i mezzi di trasporto più idonei (via nave o automezzi). Le ceneri da olio sono viceversa classificate come rifiuto pericoloso, e come tale vengono raccolte, immagazzinate e smaltite.

Le ceneri da carbone estratte a secco dalle tramogge elettrofiltri e dal fondo caldaia vengono inviate con un sistema pneumatico ai silos di stoccaggio.

I silos di stoccaggio presenti in *Centrale* sono i due delle sezioni 3 e 4, della capacità di 1.800 m³ ciascuno, e due silos stagionali decentrati, anch'essi collegati al sistema di trasporto pneumatico, della capacità di 3.000 m³ ciascuno.

Il gesso prodotto dagli impianti di desolforazione dei fumi viene disidratato con filtri sotto vuoto, ed inviato con un sistema di trasferimento chiuso al capannone di stoccaggio. Il capannone, dotato di sistema interno di movimentazione meccanica, è completato da due silos e da un sistema a tramoggia per il caricamento degli automezzi di trasporto.

B18 1.6.3 *Idrato di Ammonio (Ammoniacca)*

L'ammoniaca necessaria al processo di denitrificazione catalitica delle sezioni 3 e 4 è approvvigionata in soluzione acquosa al 24%. Il sistema di scarico è costituito da una piazzola attrezzata con braccia snodate, serbatoio di caricamento, tubazioni di collegamento, pompe e serbatoi di stoccaggio (2 x 250 m³). I serbatoi, del tipo cilindrico verticale, sono dotati di linea di sfiato collegata a un abbattitore statico; i vapori di ammoniaca che si producono per aumento della temperatura della soluzione sono scaricate sotto battente idrostatico. Periodicamente, l'acqua che costituisce il battente idrostatico viene inviata all'impianto trattamento acque ammoniacali (ITAA) o ai serbatoi di stoccaggio della soluzione di ammoniaca, e reintegrata mediante acqua industriale.

B18 1.7 *GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE*

B18 1.7.1 *Acqua di Circolazione*

La *Centrale* è dotata di due distinti circuiti di acqua circolazione, uno dedicato alle sezioni 1 e 2, l'altro alle sezioni 3 e 4. Le opere di presa si trovano in mare, a circa 800 m dalla costa.

La restituzione avviene tramite condotte sotterranee che convogliano le acque di scarico dei condensatori principali e dei refrigeranti del circuito acqua servizi in ciclo chiuso.

Queste acque non hanno necessità di trattamento chimico-fisico, ma devono essere controllate per l'incremento termico che subiscono durante la fase di condensazione del vapore di scarico turbina. A tale scopo sono monitorate in continuo tramite registratori ubicati nelle sale manovre le temperature di ingresso e di uscita impianto. Nei gruppi 3 e 4 sono registrate separatamente le temperature del gruppo 3 e del gruppo 4, mentre lo scarico dei gruppi 1 e 2 è monitorato in comune.

Ai sistemi acqua condensatrice fanno capo anche la presa degli evaporatori, descritti al *Paragrafo* successivo.

Viene inoltre prelevata acqua di mare per gli impianti DeSOx e per l'alimentazione dell'osmosi inversa delle sezioni 3 e 4.

B18 1.7.2 *Acqua di Processo*

Le esigenze di acqua industriale del ciclo produttivo sono solo parzialmente soddisfatte dall'acqua proveniente da 2 pozzi, denominati W4 e W4bis e ubicati all'interno del perimetro della *Centrale*. La portata autorizzata, complessiva è di 23 l/s. I due pozzi, profondi rispettivamente 25 e 30 metri sono dotati di pompa sulla cui mandata sono installati dispositivi per la misurazione delle portate.

Il sistema viene integrato tramite produzione di acqua dolce da acqua di mare; sono infatti installati due evaporatori da 60 m³/h, per le sezioni 3 e 4, e due evaporatori da 28 m³/h, per le sezioni 1 e 2, nonché un sistema ad osmosi inversa, dedicato alle esigenze del processo di desolfurazione dei fumi.

Viene inoltre riutilizzata acqua proveniente dall'impianto di trattamento acque reflue, che viene reintrodotta nel circuito acqua industriale. E' inoltre possibile l'acquisizione di acqua demineralizzata dallo stabilimento Syndial di Porto Torres, tramite un collegamento dedicato.

B18 1.7.3 *Raccolta, Trattamento e Restituzione delle Acque Reflue*

Le acque reflue di *Centrale* vengono raccolte, in relazione alla loro tipologia, da reti distinte e separate di tubazioni e canalizzazioni che fanno capo agli Impianti Trattamento Acque Reflue (ITAR), che trattano le acque acide e alcaline, le acque inquinabili da olio e le acque sanitarie, ed agli impianti di trattamento spurghi ammoniacali (ITAA) e spurghi DeSOx (TSD). Le acque meteoriche provenienti da aree sicuramente non inquinabili sono convogliate direttamente allo scarico.

Le diverse tipologie di scarico sono trattate con sistemi di depurazione specifica, e precisamente:

- *acque acide e alcaline*: la depurazione viene effettuata trasformando le sostanze disciolte in sostanze insolubili mediante processi di precipitazione seguiti da coagulazione, sedimentazione, chiarificazione e filtrazione; i fanghi prodotti, dopo essere stati filtrati e pressati in modo da ridurre l'umidità, vengono smaltiti a discarica;
- *acque inquinabili da oli*: la depurazione viene effettuata in vasche di decantazione munite di sistemi di disoleazione meccanici e nelle vasche a pacchi lamellari. Ulteriore trattamento è costituito da filtrazione sia meccanica che con carbone attivo. L'acqua viene quindi inviata allo scarico o recuperata come acqua industriale mentre l'olio viene raccolto come refluo. Qualora, nel corso dei controlli previsti dalle procedure operative

di gestione dell'impianto, si evidenzino deviazioni dei valori attesi e/o parziale inefficacia del trattamento, l'acqua in scarico viene ricircolata per essere ulteriormente trattata;

- *acque biologiche*: il sistema tratta le acque sanitarie (uffici, officine, mensa, servizi igienici) convogliate da apposita rete fognaria. Dopo il passaggio attraverso un sistema di filtrazione e triturazione delle parti grossolane, il refluo viene sottoposto a trattamenti biologici - aerobici e quindi avviato alla vasca di raccolta finale;
- *spurghi impianto desolforazione*: il sistema di trattamento degli spurghi della desolforazione ha il compito di ricevere lo spurgo degli impianti DeSOx e di ottenere, mediante un processo di additivazione chimica, di precipitazione e di decantazione, l'abbattimento della concentrazione di inquinanti nelle acque di scarico. Il processo produce dei fanghi nei quali si raccolgono le sostanze inquinanti presenti, in sospensione e in soluzione, nella portata di spurgo, che vengono trattati analogamente a quelli delle acque acide ed alcaline;
- *spurghi DENOX e acque contenenti ammoniaca*: il sistema di trattamento delle acque ammoniacali tratta gli scarichi contenenti ammoniaca provenienti dalla zona stoccaggio, dal lavaggio catalizzatore, trattamento condensato, lavaggio Ljungstoem, conservazione e lavaggi caldaia. I reflui vengono pretrattati mediante azione con latte di calce, coagulati, flocculati e chiarificati; e successivamente addizionati di carbonato sodico per far precipitare il calcio residuo. La soluzione ammoniacale così prodotta, dopo ulteriore filtrazione è inviata al trattamento principale di separazione dell'ammoniaca mediante distillazione in fase vapore. L'ammoniaca concentrata così ottenuta viene recuperata al sistema di denitrificazione catalitica. I fanghi prodotti vengono ispessiti, filtrati e lavati prima dello stoccaggio; l'intero processo di trattamento avviene in reattori chiusi, per evitare la dispersione dell'ammoniaca in atmosfera.
- *acque meteoriche provenienti da parco carbone*: sono inviate alla sezione trattamento spurghi DeSOx;
- *acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi deposito oli combustibili*: sono inviate alla sezione trattamento acque inquinabili da oli.

E' presente anche un sistema di pretrattamento a flottazione, utilizzato durante il periodo della combustione di Orimulsion®.

Le acque trattate effluiscono a mare. I criteri di controllo adottati allo scopo di documentare il rispetto dei limiti di legge, sintetizzati in apposite procedure operative, prevedono l'analisi dei parametri chimico-fisici di pertinenza. Il controllo viene effettuato sui campioni di acqua prelevata dal pozzetto finale posto sull'asta di scarico prima della restituzione al corpo idrico.

B18 1.8 **GESTIONE AMBIENTALE E BILANCI**

B18 1.8.1 **Bilancio Idrico**

Nella *Tabella B18.1.8.1a* sono riportati i dati relativi al bilancio idrico del triennio 2002- 2004.

Tabella B18.1.8.1a Prelievi Idrici nel Triennio 2002-2004

Acqua prelevata (m ³ /anno)	2002	2003	2004
Acqua potabile da rete idrica	60,5 x 10 ³	84,1 x 10 ³	92 x 10 ³
Acqua da pozzi	502 x 10 ³	525 x 10 ³	565 x 10 ³
Acqua demineralizzata acquisita da terzi	80 x 10 ³	70 x 10 ³	45 x 10 ³
Acqua da mare per uso industriale	14.600 x 10 ³	12.000 x 10 ³	9.598 x 10 ³
Acqua da mare per raffreddamento (acqua di circolazione)	1.020 x 10 ⁶	1.000 x 10 ⁶	1.044 x 10 ⁶
Recupero da acque reflue	218 x 10 ³	226 x 10 ³	195 x 10 ³
Acqua scaricata (m ³ /anno)	2002	2003	2004
Impianti di trattamento acque reflue	1.052 x 10 ³	942 x 10 ³	964 x 10 ³
Acqua scaricata dopo scambio termico	1.020 x 10 ⁶	1.000 x 10 ⁶	1.044 x 10 ⁶

Per quanto riguarda l'acqua di circolazione, la portata prelevata è funzione del fattore di carico degli impianti.

In condizione di pieno carico (carico massimo continuo) la portata di acqua circolazione, che alimenta anche il raffreddamento dell'acqua servizi in ciclo chiuso corrisponde a 5,5 m³/s per ciascuna delle unità 1 e 2, e 13 m³/s ciascuno per le unità 3 e 4.

L'acqua di mare prelevata per raffreddamento perviene integralmente alla restituzione.

L'acqua di mare per usi industriali viene utilizzata dagli evaporatori, per la produzione di acqua distillata, il 10% dell'acqua di alimentazione evaporatori viene trasformata in acqua dolce, la parte restante serve per la condensazione e viene restituita allo scarico.

B18 1.8.2 *Combustibili*

L'olio combustibile utilizzato dalle sezioni 1 e 2 è classificato BTZ (contenuto di zolfo inferiore all'1%).

Nelle sezioni 3 e 4, che sono fornite di desolforazione dei fumi, viene bruciato olio combustibile (ATZ o BTZ) in fase di avviamento fino a circa il 40% del carico, al fine di sostenere la combustione del carbone.

Viene inoltre utilizzato su tutti i gruppi gasolio, quale combustibile secondario per le fasi di accensione caldaie e per l'alimentazione delle torce pilota dei bruciatori principali.

Il gasolio viene utilizzato anche come unico combustibile per l'alimentazione dei turbogas. Le prescrizioni ministeriali in fase di autorizzazione vincolano le

caratteristiche di questo combustibile, che ha un tenore di zolfo inferiore allo 0,2%. Viene pertanto approvvigionato separatamente.

I consumi di combustibile, nelle condizioni di carico nominale, e riferiti ai combustibili di progetto, sono i seguenti:

- Sezioni 1 e 2:
 - Olio combustibile : circa 37 t/h per ogni sezione.
- Sezioni 3 e 4:
 - Carbone : circa 120 t/h per ogni sezione;
 - Olio combustibile: circa 70 t/h per sezione in condizioni di massimo consumo (quando è utilizzato in alternativa al carbone).
- Turbogas:
 - Gasolio S max 0,2% : circa 8,5 t/h per sezione.

B18 1.8.3 Altri Materiali di Consumo

Altri materiali di consumo sono i reagenti chimici utilizzati per gli impianti di trattamento dei fumi e per il trattamento dell'acqua.

Il sistema di desolforazione utilizza principalmente calcare, il sistema di denitrificazione utilizza ammoniaca in soluzione acquosa in concentrazione inferiore al 24%, i sistemi di produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue impiegano reagenti chimici, tra cui acido cloridrico, soda, carbonato di calcio, flocculanti e deossigenanti.

I consumi dei diversi reagenti, relativi all'esercizio degli anni 2002, 2003 e 2004, è riportata nella *Tabella B18.1.8.3a*.

Tabella B18.1.8.3a Altri Materiali di Consumo. Periodo 2002 - 2004

Sostanza	Quantità (t/anno)			Processo / componente
	2002	2003	2004	
Acido cloridrico	645	597	457	Produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue
Idrossido di sodio	232	393	172	Produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue
Antiincrostante	6	9,5	3	/
Ca (OH) ₂	1.250	1.600	1.700	Trattamento acque reflue
Flocculante	79,5	100,5	108,5	Trattamento acque reflue
Deossigenante	9,5	11,3	10,5	Trattamento ciclo acqua-vapore
Ammoniaca	17,8	16,2	18,7	Trattamento ciclo acqua-vapore
Ammoniaca 20%	-	2.200	7.836	DeNO _x
Calcare	*	*	41.500	DeSO _x

* Il consumo di calcare negli anni 2002 e 2003 non è significativo per un confronto con la configurazione futura in quanto non si riferisce al funzionamento a carbone dei gruppi 3 e 4.

B18 1.8.4 Energia Elettrica

L'impianto eroga energia elettrica sulla rete nazionale. L'energia elettrica necessaria per i servizi ausiliari di impianto è autoprodotta per oltre il 99%.

Il bilancio energetico relativo alla *Centrale* nella configurazione 2004, riferito al Carico Nominale Continuo, è riportato nella seguente *Tabella B18.1.8.4a*.

Tabella B18.1.8.4a Sintesi delle Prestazioni Energetiche della Centrale di Fiume Santo - Sezioni 1, 2, 3 e 4 - Configurazione Attuale

Sezione	Energia primaria		Potenza Elettrica		Perdite			Rendimento Elettrico netto [%]
	Combustibile Carbone/Olio [t/h]	Potenza termica [MW]	lorda [MW]	netta [MW]	Autoconsumi [MW]	Condensazione [MW]	Varie [MW]	
1	0/37	400	160	150	10	202	38	37,5
2	0/37	400	160	150	10	202	38	37,5
3	120/70	800	320	290	30	399	81	36,5
4	120/70	800	320	290	30	399	81	36,5
TG E	8,5	160	40	39	~ 1	-	-	25
TG G	8,5	160	40	39	~ 1	-	-	25
Totale	240/212/17	2.720	1.040	958	~ 80	1.202	238	-

Nota

Il combustibile di riferimento per i gruppi turbogas è il gasolio

B18 1.8.5 Emissioni

I limiti sulle emissioni gassose sono attualmente quelli imposti dal *DM 12/7/90*, dai decreti relativi all'ambientalizzazione degli impianti per le sezioni 3 ed 4 e dal decreto di autorizzazione per i turbogas. Per ogni sezione i limiti attualmente vigenti sono i seguenti :

- Sezioni 1 e 2 (160 MWe):
 - SO₂ 1.700 mg/Nm³;
 - NO_x 650 mg/Nm³;
 - Polveri 50 mg/Nm³;
 - CO 250 mg/Nm³.
- Sezioni 3 e 4 (320 MWe):
 - SO₂ 400 mg/Nm³;
 - NO_x 200 mg/Nm³;
 - Polveri 50 mg/Nm³;
 - CO 250 mg/Nm³.
- Sezioni turbogas
 - SO₂ 86 mg/Nm³;
 - NO_x 500 mg/Nm³;

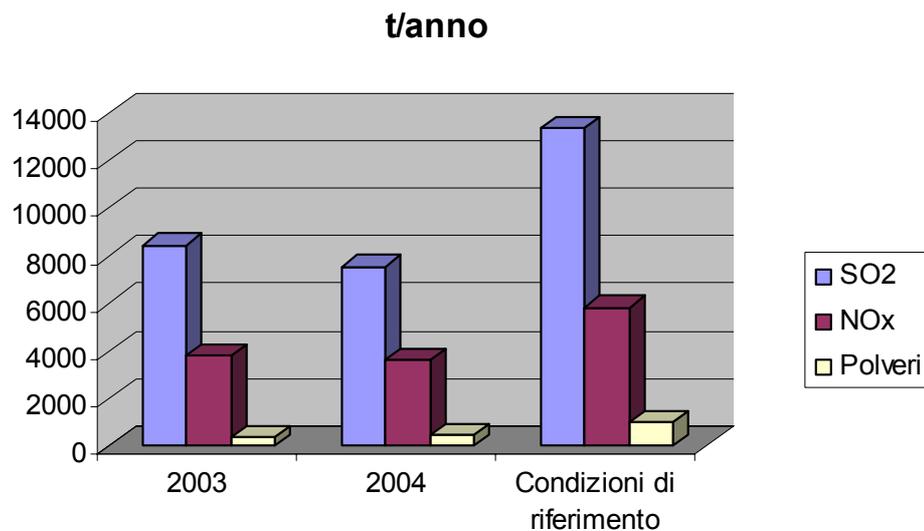
Polveri 25 mg/Nm³.

Le emissioni registrate nella situazione attuale sono riassunte nel grafico di *Figura B18.1.8.5a*. Questo riporta le emissioni annuali, espresse in t/anno, di SO₂, NO_x e polveri, relative agli anni 2003 e 2004, e quelle calcolate dalle ore di funzionamento prese a riferimento per le diverse sezioni termoelettriche, considerando il limite di legge pertinente.

Va tenuto presente che i dati non comprendono il funzionamento dei turbogas, che non erano in servizio.

Come si può notare i valori registrati sono più bassi rispetto al limite teorico. Questo è dovuto in parte al numero effettivo di ore di funzionamento, inferiore rispetto a quello relativo alle condizioni di riferimento, ed al fatto che le emissioni reali si mantengono sempre inferiori al limite di legge.

Figura B18.1.8.5a Emissioni Registrare Anni 2002, 2003 e Calcolate alle Condizioni di Riferimento



B18 1.8.6 Rifiuti e sottoprodotti solidi

I principali rifiuti generati dal funzionamento della *Centrale*, sono classificabili in speciali pericolosi (per esempio ceneri leggere prodotte dalla combustione ad olio delle sezioni 1 ed 2) e non pericolosi (per esempio ceneri da carbone e gessi dall'impianto di desolforazione - considerate sottoprodotti e come tali vendute, o fanghi da trattamento acque).

La *Centrale* è dotata di siti di stoccaggio (deposito preliminare e deposito temporaneo) dedicati alle varie tipologie dei rifiuti prodotti. Sono attualmente in esercizio tre vasche di ceneri di combustione e fanghi. La gestione dei rifiuti

e dei sottoprodotti, dalla produzione allo smaltimento, è regolata da apposite procedure interne che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

I quantitativi di rifiuti prodotti nell'esercizio attuale della *Centrale*, sono riportati nella *Tabella B18.1.8.6a*.

Tabella B181.8.6a *Produzione di Rifiuti - Situazione 2004*

Rifiuto	Quantità (t)
Fanghi da trattamento acque	600
Fanghi TSD	18.000
Ceneri	253.680
Gesso	45.961

INDICE

B18 1	GENERALITÀ	1
B18 1.1	SEZIONI 1 E 2	2
B18 1.1.1	<i>Ciclo Produttivo</i>	2
B18 1.2	SEZIONI 3 E 4	4
B18 1.3	SEZIONI TURBOGAS	6
B18 1.4	SISTEMI COMUNI	8
B18 1.4.1	<i>Stazione Elettrica</i>	8
B18 1.4.2	<i>Impianti Ausiliari Elettrici</i>	8
B18 1.4.3	<i>Sale Manovra e Sistemi di Regolazione, Controllo, Supervisione e Protezione dell'Impianto</i>	9
B18 1.5	COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE	10
B18 1.5.1	<i>Carbone</i>	10
B18 1.5.2	<i>Olio Combustibile Denso (OCD)</i>	11
B18 1.5.3	<i>Gasolio</i>	11
B18 1.5.4	<i>Combustibili non Fossili</i>	12
B18 1.6	REAGENTI CHIMICI E PRODOTTI DI COMBUSTIONE	12
B18 1.6.1	<i>Calcare</i>	12
B18 1.6.2	<i>Gesso e Ceneri</i>	12
B18 1.6.3	<i>Idrato di Ammonio (Ammoniacca)</i>	13
B18 1.7	GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE	13
B18 1.7.1	<i>Acqua di Circolazione</i>	13
B18 1.7.2	<i>Acqua di Processo</i>	14
B18 1.7.3	<i>Raccolta, Trattamento e Restituzione delle Acque Reflue</i>	14
B18 1.8	GESTIONE AMBIENTALE E BILANCI	16
B18 1.8.1	<i>Bilancio Idrico</i>	16
B18 1.8.2	<i>Combustibili</i>	17
B18 1.8.3	<i>Altri Materiali di Consumo</i>	18
B18 1.8.4	<i>Energia Elettrica</i>	19
B18 1.8.5	<i>Emissioni</i>	19
B18 1.8.6	<i>Rifiuti e sottoprodotti solidi</i>	20