



## Volume 3

PROGETTO PRELIMINARE DELLA CENTRALE A CICLO COMBINATO

## INDICE

1	SCELTE DI PROGETTO PRINCIPALI AI FINI AMBIENTALI.....	4
2	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE .....	5
2.1	Bilanci Energetici.....	6
2.2	Componenti.....	6
2.2.1	Turbina a gas .....	6
2.2.2	Caldaia a recupero .....	7
2.2.3	Turbina a vapore .....	8
2.2.4	Sistema di condensazione.....	8
2.2.5	Sistemi Ausiliari .....	8
2.2.6	Sistema di raffreddamento.....	9
2.2.7	Sistema acqua di reintegro .....	9
2.2.8	Sistema aria compressa per servizi e strumenti.....	9
2.2.9	Sistema d'alimentazione del combustibile. ....	9
2.2.10	Metanodotto Snam .....	10
2.2.11	Sistema antincendio (monitoraggio e protezione) .....	10
2.2.12	Sistema trattamento e convogliamento reflui .....	11
2.3	Impianto elettrico e sottostazione .....	11
2.3.1	Generatori elettrici .....	12
2.3.2	Trasformatori MT/MT e trasformatori di macchina .....	13
2.3.3	Sottostazione di alta tensione.....	13
2.3.4	Impianto di terra e parafulmine .....	13
2.3.5	Sistema integrato di protezione e controllo del sistema elettrico.....	14
2.4	Sistema di regolazione e di controllo .....	15
2.4.1	Caratteristiche Generali.....	15
2.4.2	Struttura del Sistema .....	15
2.4.3	Ridondanze .....	15
2.4.4	Ridondanza di misure.....	16
2.4.5	Comando delle apparecchiature in configurazione ridondante.....	16
2.4.6	Alimentazione elettrica .....	16
2.4.7	Sistema blocchi – Emergency Shut-Down System .....	17
3	EFFLUENTI GASSOSI E LORO MONITORAGGIO.....	19
3.1	Tecniche di contenimento degli ossidi di azoto.....	19
3.2	Emissioni dei due gruppi turbogas.....	22
3.3	Monitoraggio degli effluenti.....	23
4	RUMORE .....	24
5	MATERIE PRIME ED ALTRI MATERIALI.....	25
6	RIFIUTI E TRAFFICO DI MEZZI PESANTI IN FASE DI ESERCIZIO.....	26
6.1	Rifiuti.....	26
6.2	Traffico di Mezzi Pesanti .....	27
7	FASE DI CANTIERE.....	28
7.1	Introduzione .....	28
7.2	Durata dei Lavori.....	28
7.3	Occupazione Indotta dal Cantiere .....	29
7.4	Movimentazione di Terra .....	29
7.5	Approvvigionamento di Materiali.....	29
8	GLI EDIFICI E LE PRINCIPALI OPERE FUORI TERRA.....	30
8.1	Edificio ausiliari e misure energia della stazione elettrica .....	30
8.2	Stazione di misura del gas .....	30
8.3	Edificio sottostazione AT .....	30

8.4	Caratteristiche dimensionali degli edifici .....	30
9	ELENCO APPARECCHIATURE PRINCIPALI .....	31

## 1 SCELTE DI PROGETTO PRINCIPALI AI FINI AMBIENTALI

Definito l'assetto della centrale, che sarà costituita da due gruppi a ciclo combinato alimentati unicamente con gas naturale aventi in comune la turbina a vapore le principali scelte di base del progetto dal punto di vista costruttivo, della sistemazione delle apparecchiature e delle aree esterne, sono state fatte in modo da mitigare l'impatto con l'ambiente circostante, fermo restando il rispetto di tutte le normative costruttive e di sicurezza applicabili. Si elencano di seguito le principali scelte di base ed i relativi aspetti positivi e qualificanti:

- a.) la sistemazione della turbina a vapore, all'interno dell'esistente edificio, con gli evidenti vantaggi dal punto di vista dell'impatto acustico che estetico;
- b.) l'adozione di un sistema zero-discharge per le acque di Centrale in modo da limitare al minimo i prelievi di acqua;
- c.) la massimizzazione del drenaggio naturale delle acque adottando i seguenti accorgimenti:
  - la limitazione dell'uso dell'asfalto alle sole strade previste per uso veicolare pesante;
  - la finitura, per quanto possibile, in ghiaietto per le isole pedonali attorno ai macchinari principali e per le strade interne di collegamento tra impianto ed impianto, nonché per l'area occupata dalla sottostazione elettrica;
  - l'impiego, per quanto possibile, di finitura tipo erbablock, per le aree destinate ai parcheggi autovetture e per le zone di approssimazione a questi;
- d.) l'aspetto estetico e l'inserimento della Centrale nel contesto ambientale locale sarà particolarmente curato; la scelta dei colori e delle caratteristiche architettoniche delle parti in vista saranno fatte in modo che possano inserirsi armonicamente nel contesto paesaggistico del sito, compatibilmente con i vincoli stabiliti dalla normativa di sicurezza e dalle esigenze d'efficienza e funzionalità dell'impianto produttivo.

## 2 DESCRIZIONE DELLA CENTRALE

L'impianto sarà costituito da due cicli combinati aventi in comune la turbina a vapore. Ogni gruppo sarà composto da:

- una turbina a gas di tipo avanzato, caratterizzata da un buon rendimento energetico e da una produzione d'inquinanti che si attesta sui valori più bassi raggiungibili allo stato attuale della tecnica
- una caldaia a recupero del calore dei gas scaricati dalla turbina a gas atta a produrre vapore a tre livelli di pressione, rispettivamente a circa 120, 30 e 5 bar per l'alimentazione della turbina a vapore

Le parti comuni ai due cicli combinati saranno:

- una turbina a vapore a condensazione con surriscaldamento;
- un sistema di condensazione del vapore esausto con condensatore ad acqua di mare
- un impianto di demineralizzazione dell'acqua per renderla idonea all'uso in caldaia.
- il sistema elettrico
- il sistema di strumentazione, controllo automatico e messa in sicurezza della centrale
- l'impianto dell'aria compressa
- il sistema antincendio e di monitoraggio delle fughe di sostanze infiammabili
- il sistema di raccolta e trattamento dei reflui della centrale
- un impianto di recupero dei reflui della centrale (zero discharge)

La turbina a vapore, e le principali apparecchiature accessorie saranno alloggiati nell'edificio esistente mentre le caldaie a recupero e turbine a gas saranno installate all'aperto.

Grazie alle scelte progettuali previste, la centrale si distinguerà per le ottime caratteristiche di compatibilità ambientale che possono essere così riassunte:

- bassissima produzione d'inquinanti
- ridottissimo consumo di acqua con scarico virtualmente nullo di effluenti liquidi;
- impatto acustico irrilevante
- gradevole aspetto architettonico

## 2.1 BILANCI ENERGETICI

I dati significativi del bilancio energetico di riferimento della centrale, valutati nelle condizioni nominali di funzionamento, sono riportati nella seguente tabella.

	Funzionamento Nominale
Potenza in Ingresso	
Gas Naturale Turbogas (MWth)	703 x 2
Potenza in Uscita	
Turbogas (MW)	269.7 x 2
Turbina a Vapore (MW)	265.3
Potenza Elettrica Lorda (MW)	804.7
Potenza Elettrica Netta (MW)	782.7
Rendimento Elettrico Netto (%)	56
Ore/anno di funzionamento previste	8000
Energia Elettrica Netta (GWh)	6262
Energia Termica Immessa (GWh)	11248

Le condizioni di funzionamento nominali dell'impianto riportate nella precedente tabella sono riferite ad una temperatura ambiente di 15°C ed un'umidità relativa pari al 60%.

## 2.2 COMPONENTI

### 2.2.1 TURBINA A GAS

Le turbine a gas saranno selezionate fra quelle che si collocano al vertice dell'offerta del mercato per le loro prestazioni che dovranno essere caratterizzate da:

- elevata efficienza termica
- bassa produzione d'inquinanti
- elevata temperatura dei gas di scarico, che assicura un rendimento elevato anche del ciclo termico acqua-vapore sottostante a quello a gas; ciò contribuisce ad elevare il rendimento complessivo d'impianto.

La macchina sarà dotata di bruciatori DLN (Dry Low NOx) capaci di ridurre le emissioni di NOx e CO ai livelli minimi ottenibili con la migliore tecnologia disponibile.

Proprio in virtù delle caratteristiche del sistema di combustione e dell'alto rendimento elettrico netto complessivo della centrale, la produzione di inquinanti per kWh prodotto si attesterà sui valori più bassi ottenibili allo stato attuale dell'evoluzione tecnologica.

La turbina a gas, dotata di un proprio alternatore per la produzione di energia elettrica, che potrà funzionare anche come motore di avviamento, sarà montata su una fondazione costituita da un blocco prismatico di calcestruzzo di adeguate dimensioni.

L'insonorizzazione della macchina sarà tale da ottemperare alle disposizioni normative in materia di igiene del lavoro. Un'ulteriore notevole attenuazione del rumore verso l'ambiente esterno è ottenuta per mezzo dell'edificio di contenimento che assicura un abbattimento pressoché totale del rumore.

## 2.2.2 CALDAIA A RECUPERO

La caldaia a recupero, installata a valle di ciascuna turbina a gas, sarà del tipo con risurriscaldamento del vapore e produrrà vapore a tre livelli di pressione in modo tale da massimizzare il recupero termico dei gas di scarico rilasciati dalla turbina a gas.

I dati di processo di riferimento della caldaia a recupero nel caso di funzionamento nominale, saranno i seguenti:

	Funzionamento Nominale
Vapore alta pressione	
Portata (t/h)	284
Temperatura(°C)	545
Pressione (bar)	110
Vapore media pressione	
Portata (t/h)	327
Temperatura(°C)	545
Pressione (bar)	32
Vapore bassa pressione	
Portata (t/h)	37
Temperatura(°C)	240
Pressione (bar)	7

Occorre precisare che la portata del vapore a media pressione comprende quella effettivamente generata e quella proveniente dalla turbina a vapore per il risurriscaldamento.

Il degasaggio del condensato è ottenuto per mezzo di una torretta degasante integrata con il corpo cilindrico di bassa pressione dove una parte del vapore di bassa pressione provvede al degasaggio delle condense restituite dal condensatore.

I fumi in uscita dalla caldaia alla temperatura di circa 100 °C saranno rilasciati in atmosfera attraverso un camino alto all'incirca 60 m.

Dal punto di vista della sicurezza si evidenzia che i corpi cilindrici ed il circuito vapore (e questo vale in generale per tutti i recipienti in pressione) saranno dotati di dispositivi meccanici di sicurezza (valvole di sfiato delle sovrappressioni) conformi alle disposizioni vigenti ed alle regole di buona ingegneria nonché di opportuni sensori di temperatura e pressione per effettuare

l'allarme e blocco in caso di superamento dei valori critici dei parametri. In tale modo viene scongiurato il rischio di collasso strutturale dei corpi cilindrici con le possibili conseguenze di proiezione di frammenti pesanti.

### 2.2.3 TURBINA A VAPORE

La turbina a vapore per la produzione di energia elettrica sarà del tipo con risurriscaldamento del vapore ed avrà caratteristiche d'affidabilità ed efficienza corrispondenti ai massimi standard tecnologici attuali. La turbina a vapore verrà installata al posto della turbina dello smantellato gruppo 2 a carbone: verrà così riutilizzato non solo il cavalletto di turbina (fondazione) ma anche tutto il sistema di condensazione del vapore, ovvero il condensatore stesso, il gruppo del vuoto e il sistema di circolazione dell'acqua di raffreddamento.

La turbina a vapore sarà dotata di opportuni sistemi di protezione contro la sovravelocità, adeguatamente ridonati, per scongiurare il rischio di disintegrazione per forza centrifuga con conseguente proiezione di frammenti pesanti.

### 2.2.4 SISTEMA DI CONDENSAZIONE.

Il vapore esausto scaricato dalla turbina a vapore verrà condensato in un condensatore ad acqua di mare. Più precisamente verrà utilizzato il condensatore esistente (ex gruppo 2 a carbone) che viene raffreddato insieme ai condensatori dei gruppi 3 e 4 dal sistema acqua mare.

I dati di funzionamento nominali del condensatore sono i seguenti:

	Funzionamento Nominale
Portata acqua di raffreddamento	10 m <sup>3</sup> /s
Portata Condensato (t/h)	740
Pressione di Condensazione (mbar)	60

Per la descrizione del condensatore e dei suoi ausiliari riferirsi alla sezione dedicata all'impianto esistente.

### 2.2.5 SISTEMI AUSILIARI

I principali sistemi ausiliari della centrale sono i seguenti:

- sistema di raffreddamento con acqua in circuito chiuso
- sistema acqua di reintegro (comune alla centrale)
- sistema aria servizi e strumenti (comune alla centrale)
- sistema d'alimentazione del combustibile
- sistema antincendio (protezione e monitoraggio) e rilevamento fughe di gas infiammabili
- sistema trattamento e convogliamento dei reflui (comune alla centrale)
- impianto zero discharge (comune alla centrale)
- sistema di ventilazione e climatizzazione.

## 2.2.6 SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO

Il sistema di raffreddamento delle macchine principali sarà costituito da uno scambiatore acqua-acqua che permette lo scambio del calore tra il circuito di raffreddamento a ciclo aperto ad acqua mare ed il circuito chiuso in cui circola l'acqua (additivata di inibitore di corrosione e glicole per prevenire il freezing) in grado di raffreddare sia le utenze dei due gruppi che quelle relative a tutto il B.O.P.

La miscela acqua/glicole di raffreddamento sarà convogliata alle singole utenze per mezzo di due pompe. La circuitazione del sistema di raffreddamento è illustrata nel disegno "Schema di principio - Sistema acqua di raffreddamento"

## 2.2.7 SISTEMA ACQUA DI REINTEGRO

Il fabbisogno complessivo massimo di acqua di reintegro della centrale è sintetizzato nel seguito:

a.)	Acqua demineralizzata:	
-	massimo spurgo continuo caldaie a recupero	10 m <sup>3</sup> /h
-	reintegro sfiati vapore / drenaggi condense	5 m <sup>3</sup> /h
-	lavaggi	2 m <sup>3</sup> /h

Di queste portate d'acqua, la più consistente, ovvero lo spurgo continuo delle caldaie a recupero, viene completamente recuperata: trattandosi di acqua di caldaia, quindi di acqua non inquinata, è facile predisporre il totale recupero nel sistema di trattamento acque.

## 2.2.8 SISTEMA ARIA COMPRESSA PER SERVIZI E STRUMENTI

Il sistema aria compressa per servizi ed aria strumenti è comune alla centrale esistente (vedi volume 2). L'impianto esistente verrà potenziato affinché soddisfi il consumo di aria strumenti che viene stimato in 200 m<sup>3</sup>/h per ciascun ciclo combinato.

## 2.2.9 SISTEMA D'ALIMENTAZIONE DEL COMBUSTIBILE.

Il metano proveniente dalla tubazione SNAM, superata la valvola d'intercettazione (la quale sarà asservita al sistema di messa in sicurezza automatico della centrale e ne conseguirà l'isolamento veloce rispetto al metanodotto) attraverserà due filtri separatori (nei quali il gas verrà liberato da eventuali impurità e tracce di gasolina che verrà separata ed inviata ad un serbatoio di raccolta), per poi defluire al sistema di misura, da cui viene immesso infine al collettore di distribuzione alle utenze (le due turbine a gas).

Prima di raggiungere le utenze il gas naturale attraverserà una stazione di riduzione e controllo ed uno scambiatore di tipo rigenerativo nel quale verrà riscaldato a spese del calore ceduto dalla sezione a media pressione del ciclo acqua vapore. Si ottiene in tal modo un miglioramento del rendimento termico della centrale.

A valle del riscaldatore sarà installato un separatore ad alta efficienza per separare eventuali goccioline liquide che verranno poi raccolte in un apposito serbatoio. Dal separatore il gas procederà, attraverso il sistema di intercettazione, alle turbine a gas e ai bruciatori delle caldaie a recupero.

Lo schema sopra esposto potrà tuttavia essere soggetto, nel seguito, a modifiche qualora la pressione d'alimentazione del metano fornito da SNAM, non sia compatibile con quella richiesta dall'esercizio delle turbine a gas.

#### **2.2.10 METANODOTTO SNAM**

Snam Rete Gas ha studiato il metanodotto che collegherà la Centrale di Edipower al all'Impianto terminale del metanodotto Derivazione

Le caratteristiche principali di tale opera sono:

Lunghezza: 3.1km  
Pressione di progetto 70 bar  
Diametro nominale 20"

La completa descrizione dell'opera è in allegato e consiste nella Relazione Tecnica di Progetto, la Relazione Tecnica Urbanistica e la Relazione Tecnica Ambientale.

#### **2.2.11 SISTEMA ANTINCENDIO (MONITORAGGIO E PROTEZIONE)**

I cicli combinati saranno dotati di un impianto completo per la prevenzione dall'incendio.

La rete idrica sarà quella comune a tutta la centrale (confronta descrizione dell'impianto esistente), costituita da una tubazione interrata e chiusa ad anello dalla quale saranno derivate le alimentazioni degli idranti a colonna e dell'impianto ad acqua frazionata posto al di sopra dei trasformatori principali.

Opportuni rilevatori di gas infiammabili e miscele esplosive, adeguatamente ridondati e posizionati nei punti di potenziale rilascio ed accumulo (e.g. negli cabinati contenenti le turbine a gas) attiveranno i sistemi di protezione e l'intercettazione del tratto di rete di distribuzione dei combustibili interessato dalle perdite. In caso di blocco dell'impianto o di fughe di gas a monte della distribuzione ai singoli treni di potenza, il sistema di Emergency Shut-Down provocherà l'isolamento dalla linea di adduzione del metano mediante la valvola di intercettazione rapida posta ai limiti di interconnessione

L'impianto per la protezione da incendio sarà composto di:

- impianto antincendio del tipo a diluvio per la protezione dei trasformatori.
- idranti a colonna per la protezione delle aree di centrale.
- estintori portatili a schiuma e/o a polvere all'interno degli edifici.
- impianti specifici sui singoli macchinari (e.g. CO<sub>2</sub> su turbine a gas).
- sistema a CO<sub>2</sub> per edificio elettrico e sala quadri MT/BT.

L'impianto per la protezione dei trasformatori sarà del tipo a diluvio con densità di scarico di circa 10 l/m<sub>2</sub>/minuto.

Gli idranti esterni saranno del tipo a colonna in accordo alla normativa UNI 70.

I locali sala quadri di media e bassa tensione, la sala tecnica ed i cavedi sottopavimento, saranno protetti da un sistema di prevenzione incendi a CO<sub>2</sub> a saturazione volumetrica, mentre i locali uffici e sala controllo saranno dotati di estintori a schiuma.

### 2.2.12 SISTEMA TRATTAMENTO E CONVOGLIAMENTO REFLUI

E' prevista la seguente distribuzione delle acque da scaricare:

a.) Scarichi civili, che si suddividono in acque bianche (raccolta delle acque meteoriche) e acque nere (raccolta dei liquami provenienti dagli scarichi dei servizi igienici); Entrambi i tipi di scarichi civili verranno trattati dall'esistente sistema di trattamento delle acque (cfr. descrizione impianto esistente)

b.) Scarichi industriali, che sono principalmente composti da:

- acque derivanti dal lavaggio periodico del Turbogas: Circa una volta al mese è necessario procedere al lavaggio del compressore delle turbine a gas con una soluzione di acqua e detergente speciale. Gli scarichi delle operazioni di lavaggio (circa 20 m<sup>3</sup>/mese) contengono residui di detergente e sporcizia accumulata sulle palette del compressore. Per tali scarichi è prevista la raccolta e lo stoccaggio in una apposita vasca dedicata e il periodico smaltimento attraverso operatori specializzati.

- acque debolmente inquinate, costituite principalmente da:

- acqua proveniente dallo spurgo continuo delle caldaie a recupero

Tali scarichi saranno direttamente convogliati alla esistente rete fognaria delle acque acide/alcaline (cfr. descrizione impianto esistente)

- acque oleose provenienti principalmente da:

- dilavamento delle piazzole intorno alle apparecchiature (prima pioggia)
- eventuali scarichi che possono verificarsi accidentalmente nelle aree delle turbine a gas e delle turbine a vapore
- scarichi oleosi dell'area trasformatori elevatori e dei trasformatori ausiliari

Tali scarichi saranno inviati alla esistente rete fognaria dedicata alle acque inquinabili da oli e al relativo impianto di disoleazione (cfr. descrizione impianto esistente) .

Gli scarichi sporadici sono da considerarsi trascurabili rispetto agli scarichi continui e sono in ogni caso trattenuti e smaltiti per mezzo di operatori autorizzati.

## 2.3 IMPIANTO ELETTRICO E SOTTOSTAZIONE

Come descritto negli schemi unifilari allegati, ogni turbina sarà dotata di un generatore elettrico dedicato per la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica. La maggior parte dell'energia così prodotta verrà trasferita sulla rete ad alta tensione tramite trasformatori elevatori e poi ceduta alla rete nazionale mediante una sottostazione dedicata.

La nuova sottostazione elettrica è descritta nel volume 1 "Progetto preliminare di ripotenziamento della centrale Edipower di Brindisi"

I servizi ausiliari della centrale saranno alimentati tramite due trasformatori di unità ed un quadro di media tensione dal quale saranno derivate anche le alimentazioni alle utenze di bassa tensione.

La centrale sarà predisposta per contribuire alla regolazione secondaria di frequenza e di tensione.

### **2.3.1 GENERATORI ELETTRICI**

I generatori elettrici sincroni produrranno energia elettrica in media tensione (la tensione nominale sarà definita in una fase più di dettaglio del progetto e comunque non sarà superiore a 24 kV). In considerazione della consistente potenza delle macchine il raffreddamento delle stesse potrà eventualmente essere realizzato tramite un circuito di raffreddamento ad idrogeno.

L'alternatore sarà in grado di resistere, senza danni che ne pregiudichino il funzionamento, al corto circuito trifase ai morsetti a pieno carico e tensione nominale.

L'alternatore sarà in grado di resistere, senza danni che ne pregiudichino il funzionamento, ad una operazione di parallelo a 120° elettrici.

L'alternatore sarà in grado di funzionare nei campi di frequenza e tensione previsti dalla norma CEI applicabile, nonché dalle "Regole tecniche di connessione" del GRTN.

Il sistema di eccitazione (di tipo statico) consentirà il funzionamento della macchina in condizione di sovraeccitazione e sottoeccitazione in modo da consentire alle macchine di partecipare (se richiesto dal Gestore della rete) alla regolazione secondaria di tensione.

Il sistema sarà alimentato dalle sbarre MT e dotato di ridondanza totale e di insensibilità ai disturbi, sia interni che provenienti dall'alternatore e/o dalla rete di alimentazione.

Sarà possibile effettuare la manutenzione del sistema in funzionamento in quanto esso sarà diviso su almeno due ponti, con sezionamento sull'alimentazione e sulle due polarità in uscita per la sostituzione di eventuali tiristori difettosi.

Il sistema sarà preferibilmente del tipo compound, atto cioè a garantire il forzamento di eccitazione anche per corto circuito in rete e sarà in grado di sopportare i transitori causati dalla commutazione ed in particolare:

- l'abbassamento progressivo di tensione e frequenza concomitante con la commutazione stessa, dovuto alla tensione residua dei motori connessi alla sbarra MT;
- la disalimentazione transitoria in caso di commutazione della sola sbarra, senza cioè che ad essa siano connesse utenze motoriche senza danni dovuti alla saturazione DC del trasformatore di alimentazione.

Il dispositivo di regolazione di tensione sarà interfacciabile con il sistema di controllo distribuito (DCS) e/o con il sistema integrato di protezioni.

I collegamenti elettrici di potenza tra i generatori ed i trasformatori elevatori saranno realizzati con un sistema di sbarre a fasi isolate. Sui montanti TG, tra i generatori ed i trasformatori elevatori saranno installati degli interruttori di macchina con la doppia finalità di consentire l'avviamento alimentando i relativi ausiliari dalla rete attraverso il trasformatore elevatore e di protezione dei generatori stessi, dai cortocircuiti sul lato MT.

### **2.3.2 TRASFORMATORI MT/MT E TRASFORMATORI DI MACCHINA**

E' prevista l'utilizzazione di trasformatori di unità MT/MT a due avvolgimenti, in cui il secondario a 6.3 kV andrà ad alimentare la corrispondente sezione del quadro di media tensione dei servizi ausiliari.

Al fine di fornire l'alimentazione alle utenze elettriche della centrale esistente verrà realizzato un collegamento ridondato in cavo tra i quadri 6kV dei servizi ausiliari del Ciclo Combinato ed i quadri 6kV della Centrale esistente.

Il collegamento sarà realizzato in modo da garantire il massimo grado di affidabilità e di continuità dell'alimentazione al sistema elettrico.

A tal scopo verranno previste due partenze interruttore, una per ciascuna delle due sezioni nelle quali è suddiviso (tramite congiuntore di sbarra) il quadro 6kV di Centrale.

Sia gli interruttori suddetti che i relativi cavi di collegamento verranno dimensionati ciascuno per il 100% del fabbisogno del carico che risulta essere pari a circa 14Mwe

I trasformatori saranno dimensionati per funzionamento continuo e saranno in grado di resistere alla piena corrente di corto circuito in conformità alle norme CEI senza danneggiarsi. Poiché saranno connessi ad un generatore, essi saranno inoltre in grado di sopportare la sopraelevazione transitoria di tensione conseguente allo stacco del pieno carico.

Il trasformatore di macchina ha la funzione di elevare la tensione in uscita dal generatore per permettere il collegamento in alta tensione alla rete di trasmissione nazionale.

L'adozione di un variatore di rapporto sottocarico verrà valutata al fine di garantire la compatibilità dell'impianto con le variazioni di tensione e frequenza che caratterizzano la rete 380 kV, in accordo a quanto prescritto dalle norme CEI e dalle Regole tecniche del GRTN.

Il trasformatore sarà progettato e costruito per servizio continuo a pieno carico, e in modo da superare la prova di tenuta al corto circuito in conformità alle norme CEI.

### **2.3.3 SOTTOSTAZIONE DI ALTA TENSIONE**

Vedi Volume 1, "Progetto preliminare di ripotenziamento della centrale Edipower di Brindisi"

### **2.3.4 IMPIANTO DI TERRA E PARAFULMINE**

Il sistema consisterà essenzialmente in una magliatura, realizzata in rame nudo di conveniente sezione che coprirà l'area della intera centrale, e che sarà infittita in corrispondenza della sottostazione. L'impianto di terra includerà la antistazione della rete di trasmissione nazionale e

sarà realizzato in accordo alle prescrizioni della norma CEI applicabile. Tutte le strutture metalliche saranno collegate alla maglia con almeno due connessioni in due nodi diametralmente opposti della stessa.

Verrà anche previsto un adeguato sistema di protezione dalle scariche atmosferiche.

### **2.3.5 SISTEMA INTEGRATO DI PROTEZIONE E CONTROLLO DEL SISTEMA ELETTRICO**

Le protezioni elettriche, del tipo a microprocessore, saranno integrate all'interno di un sistema che consentirà il controllo ed il monitoraggio della rete elettrica di alta, media e, parzialmente, di bassa tensione.

Il sistema sarà completamente integrato , a livello di interfaccia operatore e bus di comunicazione, con il DCS di Centrale e sarà costituito essenzialmente da:

- una postazione centrale di supervisione, comando e controllo del sistema elettrico costituita da una stazione operatore aggiuntiva del DCS di impianto, una workstation completa per la configurazione delle protezioni e la lettura degli oscillografici
- una serie di quadri locali.

In particolare saranno previsti i seguenti quadri principali:

- Quadri protezione ingresso linea AT:  
Sul pannello frontale saranno installate le protezioni elettriche, le RTU di comunicazione, e / o i microprocessori programmabili per le logiche di linea, il sistema di Oscillografia dedicato alla rete AT nonché ai trasformatori elevatori.
- Quadri comando ingresso linea AT:  
All'interno di questo quadro saranno installati i dispositivi di misura, comando e conversione segnale relativi agli ingressi linea AT .
- Quadri protezione montanti trasformatori:  
Sul pannello frontale saranno installate le protezioni elettriche, le RTU di comunicazione e/o i microprocessori programmabili per le logiche del trasformatore di macchina.
- Quadri comando montanti trasformatori:  
All'interno di questo quadro saranno installati i dispositivi di misura, comando e conversione segnale relativi ai trasformatori elevatori.
- Quadri protezione montanti generatori:  
Sul pannello frontale saranno installate le protezioni elettriche, le RTU di comunicazione e/o i microprocessori programmabili per le logiche del generatore, nonché il sistema di Oscillografia dedicato al generatore.
- Quadri comando montanti generatori:  
All'interno di questo quadro saranno installati i dispositivi di misura, comando e conversione segnale relativi al generatore ed al trasformatore di unità.
- Quadro sincronizzazione
- Quadro controllo sistema MT
- Quadro controllo sistema BT

## **2.4 SISTEMA DI REGOLAZIONE E DI CONTROLLO**

### **2.4.1 CARATTERISTICHE GENERALI**

Il ciclo combinato sarà dotato di sistemi di regolazione, controllo ed acquisizione dati dell'ultima generazione, in grado di assicurare un elevato grado di automazione e sicurezza dell'impianto.

Il sistema di regolazione e controllo sarà caratterizzato da una architettura funzionale organizzata in livelli gerarchicamente distinti ed avente le necessarie ridondanze per assicurare la più elevata affidabilità dell'impianto e la massima sicurezza d'intervento delle protezioni e dei sistemi d'emergenza.

L'impianto sarà equipaggiato con strumentazione elettronica di elevata precisione connessa ad un Sistema di Controllo Distribuito (DCS). Esso garantirà la continuità e la sicurezza dell'esercizio in tutti i possibili assetti operativi (normale funzionamento, condizioni transitorie e/o di emergenza, avviamenti, arresti e blocchi).

Il DCS supervisionerà e controllerà, in modo automatico e coordinato, l'intero impianto, sia direttamente sia attraverso sottosistemi di automazione dedicati collegati al DCS stesso.

L'interfaccia con gli operatori avverrà mediante postazioni di lavoro interattive ad elevato grado di ergonomia, che consentiranno di gestire agevolmente dalla sala controllo la supervisione, i comandi, i parametri di regolazione, la rappresentazione grafica, gli allarmi, i messaggi e le funzioni di diagnostica relative all'intero impianto.

### **2.4.2 STRUTTURA DEL SISTEMA**

Il sistema di controllo sarà di tipo distribuito basato su controllori elettronici multiloops totalmente ridondati; essi saranno connessi tra loro attraverso sistemi di comunicazione totalmente ridondati, interfacciati verso il campo da schede di ingresso e uscita e verso l'operatore da stazioni operatore multivideo totalmente ridondate. Eventuali quadri remotati in campo e/o dispositivi a bus di campo saranno connessi al sistema mediante collegamenti in cavo coassiale o in fibra ottica ridondati, ove possibile su percorsi distinti.

### **2.4.3 RIDONDANZE**

Saranno completamente ridondanti i seguenti equipaggiamenti:

- tutti i bus di comunicazione paralleli e seriali;
- tutti i dispositivi di comunicazione (processori, dispositivi di accoppiamento, etc);
- tutti i controllori di processo;
- le stazioni di interfaccia operatore (video, tastiere, dispositivi di puntamento, stampanti, etc);
- tutti i canali di comunicazione seriale verso i sottosistemi di automazione;
- tutti i dispositivi di memoria di massa ed i loro drive;
- tutti gli alimentatori.

I bus ridondati di collegamento tra stazioni di processo e stazioni operatore di supervisione seguiranno percorsi differenti.

Le comunicazioni tra le memorie di massa tra loro ridondanti avverranno su bus ridondanti.

Il processore ridondante sarà collegato agli stessi I/O del processore cui è associato e potrà svolgere tutte le operazioni assegnate a quest'ultimo.

In caso di disservizio di un processore, quello di ridondanza diverrà operativo entro un tempo di ciclo, senza determinare la perdita di dati o l'interruzione del controllo del processo. La commutazione tra il processore in servizio e quello di riserva sarà di tipo bumpless e non comporterà interruzioni o arresti nell'esecuzione delle funzioni della stazione; essa sarà inoltre segnalata da un allarme di alta priorità.

Le stazioni operatore di supervisione saranno tali da garantire, da ogni postazione di lavoro, il completo controllo dell'impianto.

In caso di disservizio di una stazione supervisione la seconda resterà operativa senza che siano richiesti interventi all'operatore.

#### **2.4.4 RIDONDANZA DI MISURE**

I punti di misura saranno previsti in configurazione semplice o ridondante in accordo al seguente schema:

- a) Misure semplici: tutte quelle dedicate alla supervisione di impianto, non utilizzate in anelli di regolazione o in logiche di blocco.
- b) Misure doppie: tutte quelle per cui è necessario evidenziare la inaffidabilità della misura, il degrado del sensore o la sua rottura; tutte quelle utilizzate in anelli di regolazione e/o comando. Il DCS acquisirà i segnali provenienti da misure doppie relative ad una stessa grandezza da due differenti schede di ingresso.
- c) Misure triple: Tutte quelle che, direttamente o tramite soglie elaborate sul loro valore, comporteranno l'arresto o il blocco della singola macchina o dell'impianto. Il DCS acquisirà i segnali provenienti da misure triple relative ad una stessa grandezza da tre differenti schede di ingresso.

Tutte le misure doppie e triple deriveranno da trasmettitori elettronici di grandezze analogiche (segnali in corrente 4-20 mA). Appositi algoritmi software realizzeranno l'elaborazione e la selezione delle misure acquisite in modalità ridondante.

#### **2.4.5 COMANDO DELLE APPARECCHIATURE IN CONFIGURAZIONE RIDONDANTE**

Apparecchiature quali pompe, ventilatori, estrattori, etc. previsti in configurazione ridondante verranno gestite da schede di ingresso e uscita differenti per ciascuna utenza.

#### **2.4.6 ALIMENTAZIONE ELETTRICA**

L'alimentazione elettrica sarà a 230 V, 50 Hz, proveniente da due sorgenti indipendenti e separate di cui una stabilizzata.

E' prevista la realizzazione di un sistema completamente ridondante di distribuzione dell'alimentazione a tutte le utenze componenti il sistema stesso, nel rispetto dei requisiti di ridondanza nel seguito descritti.

Ogni partenza dal sistema di distribuzione dell'alimentazione sarà singolarmente protetta da un interruttore magnetotermico dotato di contatto ausiliario di allarme.

Ogni stazione (sia di processo che di supervisione) sarà dotata di 2 alimentatori tra loro in ridondanza calda; ciascun alimentatore potrà servire l'intero carico.

In caso di fuori servizio di un alimentatore, l'intervento di quello di riserva avverrà in un tempo tale da impedire l'insorgere di interruzione nelle elaborazioni delle stazioni; il fuori servizio verrà inoltre segnalato da un allarme di alta priorità.

#### 2.4.7 SISTEMA BLOCCHI – EMERGENCY SHUT-DOWN SYSTEM

Il DCS di impianto avrà il compito di gestire e coordinare il sistema blocchi ed interblocchi di impianto.

Dalla seguente tabella, in cui vengono riassunti i principali eventi che provocano l'avvio delle sequenze di blocco di singoli componenti, si possono dedurre anche le sequenze che portano all'arresto e messa in sicurezza dell'impianto

EVENTO	PRIMA PROTEZIONE
Intervento protezioni elettriche generatore o trasformatore	Blocco turbogas
Intervento delle protezioni interne del gruppo turbogas (es. sovravelocità, protezioni meccaniche, alta concentrazione gas, incendio, ecc.)	Blocco turbogas
Cause di blocco del generatore di vapore a recupero (es. bassissimo livello corpo cilindrico)	Blocco turbogas
Bassissima pressione aria strumenti	Blocco turbogas
Bassissima pressione acqua raffreddamento	Blocco turbogas
Altissimo livello hot well	Blocco turbogas
Altissima temperatura vapore surriscaldato	Blocco turbogas
Intervenuto blocco turbovapore e by-pass o condensatore non disponibili	Blocco turbogas
Intervento sistema di rilevazione fughe gas su compressori o linea gas	Blocco turbogas e chiusura valvola intercettazione gas
Intervenuto blocco turbogas	Blocco turbovapore
Altissima temperatura vapore scarico condensatore	Blocco turbovapore
Intervento delle protezioni interne al gruppo turbovapore	Blocco turbovapore
Altissimo livello corpo cilindrico caldaia	Blocco turbovapore
Intervenuto blocco turbovapore	Intervento by-pass condensatore
Intervento protezioni elettriche sulla linea alta tensione senza conseguenze sul montante di macchina turbogas	Passaggio turbogas in isola su ausiliari e blocco turbovapore

Il DCS acquisirà dai sottosistemi di automazione delle principali isole di impianto (turbine a gas, turbina a vapore, generatori di vapore a recupero, rete elettrica di AT e MT) i segnali hardwired di blocco intervenuto e / o del comando di blocco e dal campo i segnali, ridondati come sopra indicato, che causano direttamente, o dopo una loro elaborazione, il blocco di isole di impianto gestite dal DCS e / o dell'intero impianto.

Il coordinamento e la gestione degli interblocchi di impianto sarà svolto dal DCS prestando attenzione ai requisiti di rapidità e affidabilità necessari. Il sistema sarà progettato in modo da portare il sistema in condizioni di arresto in sicurezza dell'impianto anche in caso di guasto proprio del sistema.

In caso di blocco d'impianto questo verrà anche automaticamente isolato dal metanodotto, mediante la valvola di intercettazione rapida posta a monte della stazione di riduzione. Anche questa funzione di messa in sicurezza verrà coordinata dall'Emergency Shut-Down System implementato nel DCS.

### **3 EFFLUENTI GASSOSI E LORO MONITORAGGIO.**

#### **3.1 TECNICHE DI CONTENIMENTO DEGLI OSSIDI DI AZOTO**

I principali inquinanti emessi dal sistema di combustione di una turbina a gas sono gli ossidi di carbonio e gli ossidi di azoto.

Con il nome idrocarburi incombusti si indicano i residui di una incompleta combustione degli idrocarburi pesanti eventualmente presenti nel combustibile. Nel caso del gas naturale sono normalmente nulli.

Il monossido di carbonio è dovuto alla incompleta ossidazione del carbonio presente nel combustibile. Può essere minimizzato aumentando la temperatura di combustione e il tempo di permanenza del combustibile in camera di combustione.

Per ossidi di azoto, genericamente indicati come NO<sub>x</sub>, si intendono il monossido (NO) e il diossido (NO<sub>2</sub>) di azoto, generati dall'ossidazione di una parte dell'azoto presente nell'aria comburente (thermal NO<sub>x</sub>) e di una frazione dell'azoto presente nel combustibile (fuel-bound nitrogen FBN). Quest'ultimo contributo è assente nel caso di combustione di gas naturale.

I fenomeni di formazione dei thermal NO<sub>x</sub>, che costituiscono la maggior parte degli NO<sub>x</sub> prodotti in turbina, sono noti come meccanismo di Zeldovich e consistono in una serie di reazioni chimiche la cui velocità aumenta esponenzialmente con la temperatura di fiamma e linearmente con il tempo di residenza della miscela aria - combustibile ad una data temperatura.

I metodi adottabili per contenere le emissioni di NO<sub>x</sub> in atmosfera con impianti basati su turbine a gas sono:

- utilizzo di catalizzatori all'interno del generatore di vapore, che convertono gli ossidi di azoto ad azoto molecolare in presenza di una corrente di ammoniacca (SCR - Selective Catalytic Reduction);
- utilizzo di catalizzatori che trattengono gli ossidi di azoto tramite loro conversione in composti solidi, successivamente ridotti ad azoto molecolare in presenza di una corrente di idrogeno;
- iniezione di acqua o di vapore nella camera di combustione del turbogas, con conseguente riduzione della temperatura massima raggiunta nel bruciatore;
- utilizzo di bruciatori DLN (Dry Low NO<sub>x</sub>), che consente di ridurre i picchi di temperatura tramite premiscelazione dell'aria e del combustibile.

I primi due sistemi sfruttano la capacità del catalizzatore di accelerare, in presenza o meno di ammoniacca, la reazione di decomposizione degli NO<sub>x</sub> presenti nei gas di scarico del turbogas. Si tratta dunque di un trattamento dei fumi. Gli altri due metodi agiscono direttamente in sede di combustione, limitando le temperature di fiamma e i tempi di residenza dei gas in camera di combustione.

La tecnologia che utilizza i catalizzatori di tipo SCR è raramente applicata nel caso dei cicli combinati. La metodologia prevede l'inserimento all'interno della caldaia a recupero di un banco di catalisi, attivo a temperature comprese tra 285 e 400 °C circa.

Il banco consiste in una struttura metallica di tipo “a nido d’ape” sulle cui pareti (“alveoli”) è fissato il catalizzatore, ad esempio pentossido di vanadio. Il banco è investito dai fumi e da una corrente di ammoniaca spruzzata da una serie di ugelli inserita a monte. Con una modesta penalizzazione dell’efficienza del ciclo termico (principalmente dovuta alla perdita di carico aggiuntiva sul lato fumi della caldaia ed al consumo elettrico degli ausiliari del sistema) si conseguono abbattimenti sino al 90% degli ossidi di azoto.

Tuttavia i catalizzatori possono essere avvelenati anche da bassissime concentrazioni di zolfo e si rende ovviamente necessario un circuito ammoniaca, con relativi stoccaggi. È inoltre possibile che abbiano luogo rilasci di ammoniaca, seppur di modesta entità, attraverso i fumi, dovuti a fenomeni di trascinarsi o a malfunzionamenti.

La tecnologia dei catalizzatori non facenti uso di ammoniaca (SCONOX e similari) è di recente nascita: le prime applicazioni commerciali risalgono al 1998. Il vantaggio della tecnologia è quella di garantire la rimozione degli ossidi di azoto in assenza di altre emissioni inquinanti ed in assenza di produzione di rifiuti solidi. Al momento la tecnologia è disponibile per impianti per la produzione elettrica, a ciclo combinato, con potenze sino a 50 MW.

La riduzione degli NOX tramite iniezione di acqua o di vapore in camera di combustione avviene per “raffreddamento della fiamma”: non sono quindi raggiunte le temperature a cui la formazione di NOX è massima; anche questa tecnologia è normalmente applicata a turbogas di piccola taglia.

Questa tecnologia non permette di ottenere fumi con concentrazione di NOX inferiori a 40 ppm ed il rendimento termodinamico del ciclo Brayton è penalizzato con una conseguente maggiore emissione di inquinanti al camino a parità di energia prodotta. Tuttavia la principale motivazione che ha determinato il progressivo abbandono dell’iniezione acqua/vapore, nel caso di impianti a gas, è l’ingente consumo di acqua connaturato all’uso di questa tecnologia; non sono infatti disponibili su scala commerciale apparecchiature in grado di recuperare il fluido iniettato.

Le ragioni sopra esposte sia per il primo che per il secondo sistema di abbattimento hanno indotto le principali case produttrici di turbogas a sviluppare la metodologia DLN, che permette di ottenere ridotte concentrazioni di ossidi di azoto mediante una diversa progettazione del combustore e dunque senza necessità di apparecchiature e materiali accessori.

Per comprendere il principio di funzionamento della tecnologia DLN sono necessarie alcune note teoriche.

Si definisce “quantitativo di aria stechiometrico” la quantità di aria strettamente necessaria ad ossidare il carbonio e l’idrogeno presenti nel combustibile: per ossidare 1 kg di metano puro occorrono 17,5 kg di aria. Quando una miscela è stechiometrica il Rapporto di Equivalenza (RE) è pari ad 1. Quando l’aria è in eccesso rispetto alla quantità stechiometrica, RE è minore di 1 e la miscela si definisce “povera”. Viceversa quando il combustibile è in eccesso RE è maggiore di 1 e la miscela si definisce “ricca”.

In tutti i bruciatori industriali, caldaie tradizionali incluse, la combustione avviene in presenza di miscele “povere”, necessarie ad ossidare completamente il combustibile e non scaricare in atmosfera gli incombusti. Nelle turbine a gas RE è normalmente inferiore a 0,5.

La temperatura di fiamma è massima quando la miscela è stechiometrica, mentre decresce rapidamente in presenza di rapporti di equivalenza diversi da 1. È quindi chiaro che in una

miscela aria - gas tipica di un turbogas (RE inferiore a 0,5) l'aria in eccesso può essere sfruttata in qualità di elemento capace di abbattere la temperatura di fiamma.

Tuttavia nel combustore tradizionale, che si può schematizzare in un cilindro alla cui base è inserito un bruciatore, fluisce solamente una parte dell'aria complessiva; la restante parte ha il compito di raffreddare le pareti del combustore. La fiamma che si produce è quindi di tipo "diffusivo" ovvero l'RE effettivo nella zona di fiamma è di poco inferiore all'unità e all'interno della fiamma la maggior parte del gas brucia in forma stechiometrica con elevatissima produzione di NOX. In questo caso la fiamma è stabile in qualsiasi condizione di carico del turbogas, e non esiste il pericolo di spegnimenti improvvisi.

Nel combustore di nuova concezione la fiamma è raffreddata utilizzando gran parte della portata totale di aria in circolo nella turbina, evitando al contempo problemi di stabilità di funzionamento. Si è così proceduto ad una riprogettazione delle geometrie del combustore che ha portato alla produzione dei DLN.

Il combustore DLN può essere idealmente suddiviso in due zone: nella prima zona viene immessa la maggior parte del gas, miscelata ad un quantitativo di aria superiore allo stechiometrico, in modo da ottenere una miscela povera.

In questa zona non vi è fiamma e la camera è interamente dedicata alla miscelazione dei due componenti. Il rapporto di miscelazione utilizzato permette di prevedere in modo accurato la temperatura di fiamma della zona successiva.

La miscela povera così formata si passa nella seconda zona del combustore dove è inserita una lancia, che potremmo definire "pilota", che riceve una modesta frazione di gas opportunamente miscelato con aria, in grado di generare una fiamma stabile.

Dal punto di vista tecnologico le maggiori difficoltà consistono nell'assicurare un effettivo premiscelamento nonostante le grandi portate in gioco e nel mantenere le condizioni desiderate anche ai carichi parziali.

Il range di carico in cui è possibile il funzionamento nella modalità "premiscelata" appena descritto può variare a seconda del costruttore e comunque è circa compreso fra il 60 ÷ 100%. In tutto questo intervallo le emissioni sono al di sotto dei limiti nominali. Nel corso dei funzionamenti transitori, fino al 60% del carico, in occorrenza degli avviamenti e degli spegnimenti, si assiste ad un leggero aumento delle concentrazioni di inquinanti. Tuttavia occorre precisare che queste fasi sono di brevissima durata ed inoltre le emissioni sono limitate, essendo la portata dei fumi ridotta.

In definitiva l'abbattimento degli inquinanti nei bruciatori DLN è conseguito grazie alla loro particolare geometria. È peraltro impossibile prevedere con assoluta precisione la prestazione effettiva di un nuovo combustore sebbene la produzione di questi sofisticati apparecchi risponda a tutti i criteri di qualità totale.

Pertanto tutti i costruttori distinguono fra valori di emissioni garantiti e valori nominali: il valore garantito è la prestazione associata alla "peggiore" delle macchine di buona esecuzione (del tutto prive di difetti) di una data serie, il valore nominale è la prestazione che una buona parte delle macchine prodotte riescono a raggiungere.

Per bruciatori DLN alimentati a gas naturale commerciale, i valori di emissioni di NOX garantiti in fase di esercizio variano tra i 25 ed i 45 ppmvd.

Bisogna tuttavia considerare che una diminuzione spinta della concentrazione degli NOX comporta un aumento della concentrazione del CO emesso.

Infatti, il monossido di carbonio è a tutti gli effetti un incombusto dovuto alla incompleta ossidazione del carbonio favorita da temperature relativamente più basse e da ridotti tempi di residenza in zona di combustione. Come già accennato la formazione degli ossidi di azoto è favorita da alta temperatura e da breve permanenza nel combustore. Dunque allo stato attuale della tecnologia è necessario ricercare un compromesso tra la riduzione delle emissioni di NOX e di CO.

### 3.2 EMISSIONI DEI DUE GRUPPI TURBOGAS

La centrale avrà due sorgenti di emissione continua costituite dai camini delle due caldaie a recupero.

L'altezza dei camini delle due caldaie a recupero sarà pari a 60 m e il diametro di circa 7 metri.

Le condizioni di massima emissione di effluenti gassosi e di produzione di inquinanti saranno ovviamente quelle relative al funzionamento della centrale alle condizioni di esercizio in ore di punta, con le due unità turbogas in funzione al carico nominale.

I dati di emissione corrispondenti alla condizione di funzionamento nominale sono riportati nella tabella seguente:

	Funzionamento Nominale
Composizione Fumi (% peso)	
N2+	73,4878
O2	14,258
CO2	5,8435
H2O	5,1825
Ar	1,2282
Portata Fumi (kg/s)	587
Temperatura al camino (°C)	100

L'utilizzo di bruciatori DLN assicurerà, per i due gruppi turbogas, i minimi valori di emissioni di ossidi di azoto e di monossido di carbonio attualmente raggiungibili. In termini assoluti le emissioni di inquinanti dei due gruppi sono pertanto le seguenti:

	Funzionamento Nominale
NOx (come NO2)	
Concentrazione (mg/Nm3)	50
CO	
Concentrazione (mg/Nm3)	30

### **3.3 MONITORAGGIO DEGLI EFFLUENTI**

Ciascuna sorgente d'emissione, durante il funzionamento, verrà monitorata in continuo per l'emissione di NO<sub>x</sub>, CO, ed O<sub>2</sub>, come previsto dalla normativa vigente.

Le apparecchiature di misura saranno le più precise ed affidabili disponibili sul mercato e comunque del tipo approvato dalle norme di legge. La calibrazione, l'accuratezza e la linearità delle misure verranno certificati da appositi Enti autorizzati.

Ai sensi della vigente normativa, in posizione opportuna, su ciascuna canna fumaria, verranno installati i seguenti strumenti di analisi degli effluenti gassosi:

- 1) Analizzatore del contenuto di ossigeno
- 2) Analizzatore della concentrazione di NO<sub>x</sub>
- 3) Analizzatore della concentrazione di CO.

L'acquisizione e l'elaborazione di queste misure verrà fatta per mezzo di un sistema automatico di supervisione dedicato e permetteranno al personale in sala controllo di valutare lo stato di funzionamento delle macchine, intervenendo, se necessario, per correggere i parametri di regolazione per ottimizzarne il funzionamento. Le misure saranno inoltre messe a disposizione delle Autorità competenti per i controlli di legge.

## 4 RUMORE

Le principali sorgenti acustiche dell'impianto saranno:

- turbine a gas e a vapore;
- condotti di collegamento dalle turbine a gas ai generatori di vapore a recupero;
- generatori di vapore a recupero;
- trasformatori elevatori;
- alternatori;
- ventilatori degli edifici macchine;
- stazione di riduzione pressione del gas naturale;
- camini dei generatori di vapore a recupero.

I principali accorgimenti per minimizzare gli impatti sull'esterno saranno:

- costruzione di cabinati con pareti insonorizzate che alloggeranno le turbine a gas e i relativi generatori vapore;
- installazione all'interno dell'esistente edificio macchine delle turbine a vapore;
- silenziatori nel sistema di aspirazione aria dei compressori delle turbine a gas;
- impiego di materiali fonoassorbenti, di opportuno spessore, lungo il percorso dei fumi dalle turbina a gas all'uscita dei generatori;
- silenziatori nei camini di scarico dei generatori;
- cabinato fonoassorbente per le pompe di alimentazione dei generatori di vapore;
- silenziatori su tutti gli scarichi rumorosi in atmosfera utilizzati in avviamento o in esercizio;

I due cabinati che alloggeranno le turbine ed i relativi generatori, saranno tali da garantire comunque un livello sonoro inferiore a 75 dB(A) ad un metro e possono essere schematizzati, ai fini dell'analisi di diffusione del rumore, come parallelepipedi ad un metro dai quali il livello di pressione sonora è pari a 65 dB(A).

Di seguito si riporta una tabella che riporta lo spettro, la relativa potenza sonora e l'altezza dal suolo delle altre sorgenti sonore della centrale (ognuna delle sorgenti è stata schematizzata con una sorgente puntuale posta al centro della relativa apparecchiatura).

Sorgente	Altezza (m)	Frequenza								Potenza	
		65	125	250	500	1000	2000	4000	8000	dB(L)	dB(A)
Caldaia	10	107	104	104	100	98	94	87	85	111	103
Parete Camino	30	103	103	97	97	92	89	78	77	108	98
Sbocco Camino	50	103	103	97	97	92	89	78	77	108	98
Trasformatore	6	101	100	93	86	83	85	82	77	104	92

Infine dal momento che la stazione di riduzione del gas può essere una sorgente sonora possibilmente critica in considerazione della vicinanza dei ricettori sensibili, si sottolinea che la valvola di riduzione della stazione è schematizzabile con una sorgente sonora di potenza pari a 75 dB(A).

## 5 MATERIE PRIME ED ALTRI MATERIALI

La materia prima utilizzata principalmente dalla Centrale sarà il gas naturale che alimenterà essenzialmente le turbine a gas. Tale combustibile verrà prelevato dalla rete nazionale di trasmissione SNAM ad una pressione media di circa 40 bar; la portata di gas naturale richiesta dalle turbine a gas operanti nelle condizioni ambientali medie del sito, sarà complessivamente pari a circa 100 t/h corrispondenti, su base annua (8.000 ore di funzionamento), ad un consumo di 800.000 tonnellate.

Le altre materie necessarie al funzionamento della Centrale sono riassunte di seguito insieme ai quantitativi in uso, quelli stoccati in impianto e/o contenuti all'interno di apparecchiature, nonché le relative modalità di stoccaggio.

Sostanza	Impiego	Quantità stoccata	Quantità in uso	Modalità di stoccaggio
Antincrostante (esente da fosfati)	Inibitore della formazione di incrostazione da aggiungere nei corpi cilindrici AP / MP delle caldaie	2.000 litri	3,0 kg/h	due serbatoi della capacità di 1.000 litri/cadauno, provvisti di bacino di contenimento e ubicati in prossimità delle caldaie
Ammine filmanti	Anticorrosivo da aggiungere all'acqua utilizzata nelle caldaie	2.000 litri	1,5 kg/h	due serbatoi della capacità di 1.000 litri/cadauno, provvisti di bacino di contenimento e ubicati in prossimità delle caldaie
Deossigenante	Antiossidante da aggiungere all'acqua utilizzata nelle caldaie	2.000 litri	3,0 kg/h	due serbatoi della capacità di 1.000 litri/cadauno, provvisti di bacino di contenimento e ubicati in prossimità delle caldaie
Olio di lubrificazione	Lubrificazione degli organi in movimento delle turbine degli alternatori	-	100 m <sup>3</sup>	-
Olio minerale dielettrico	Isolamento dei trasformatori	-	170 t	-
Idrogeno	Raffreddamento degli alternatori	500 Nm <sup>3</sup>	1000 Nm <sup>3</sup>	Deposito interrato contenente bombole

## 6 RIFIUTI E TRAFFICO DI MEZZI PESANTI IN FASE DI ESERCIZIO

### 6.1 RIFIUTI

I rifiuti prodotti dalla Centrale con continuità sono i seguenti:

- oli esausti inviati al “Consorzio Obbligatorio Oli Usati”;
- i residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema di filtrazione degli oli, anch’essi inviati al “Consorzio Obbligatorio Oli Usati”;
- residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l’aria aspirata dai turbogas (circa 25 t/anno, dipendenti comunque dalla qualità dell’aria);
- acque acide di lavaggio dei compressori delle turbine a gas già indicati precedentemente;
- rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci, coibentazioni, imballaggi, materiali metallici, tubi fluorescenti, batterie.

È chiaramente difficile poter dare a priori una stima quantitativa di questi rifiuti, trattandosi di una tipologia influenzata da molteplici fattori (esigenze tecnologiche, grado di pulizia delle apparecchiature, fattori ambientali ecc.).

Di seguito si riporta il codice dei rifiuti di cui sopra, come previsto dall’Elenco Rifiuti (Decisione 2000/532/CE come modificata dalla Decisione 2001/118/CE e successive modifiche)

Descrizione	Codice
Filtri olio	130899
Stracci e indumenti intrisi di olio	130899
Imballaggi	150106
Oli esausti	130205
Detergente lavaggio turbogas	070601
Filtri aria	150202
Sfridi metallici	170407
Batterie ed accumulatori	160601
Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	200121
Resine esauste	190905
Sali	100121

Tutti i contenitori di olio e di chemicals, sia quelli pieni che quelli vuoti, saranno stoccati in un’apposita baia coperta, segregata mediante apposito cordolo e dotata di pavimentazione in pendenza con ghiotta e pozzetto cieco. Da qui i contenitori vuoti verranno conferiti ad operatori specializzati per il riutilizzo.

## 6.2 TRAFFICO DI MEZZI PESANTI

Durante l'esercizio della centrale si prevede, nell'arco di un anno, il seguente movimento di mezzi pesanti:

- 6 viaggi di camion per il trasporto dei filtri sporchi dei turbogas;
- 8 viaggi di autobotti per lo smaltimento delle acque provenienti dal lavaggio dei turbogas;

## **7 FASE DI CANTIERE**

### **7.1 INTRODUZIONE**

Scopo di questo paragrafo è di definire le principali attività del cantiere necessarie per la costruzione della centrale.

In questa fase della progettazione non sono stati ancora definiti in dettaglio i parametri della fase di cantiere. Verranno dunque evidenziate solo le caratteristiche principali.

Il cantiere può essere diviso in tre fasi distinte:

- demolizioni e sistemazione del sito;
- realizzazione delle opere civili compresa la movimentazione terra per la preparazione dei piani di fondazione, delle strade e dei piazzali interni all'area dell'impianto, e le opere di fondazione dei vari edifici;
- montaggio delle varie componenti dell'impianto.

Le installazioni di cantiere comprendono:

- recinzione del terreno;
- sistemazione generale del terreno, realizzazione di una rete principale di strade e piazzali per transito dei mezzi e il deposito dei materiali;
- impianti di approvvigionamento idrico, civile e industriale, da acquedotto e relativa rete di distribuzione interna;
- rete di smaltimento delle acque meteoriche;
- rete di distribuzione dell'energia Elettrica e impianto di messa a terra;
- impianto di illuminazione delle aree di cantiere;
- edifici prefabbricati (servizi, infermeria e uffici);
- depositi, officine, impianti.

Le opere provvisorie di cantiere occuperanno complessivamente circa 20.000 m<sup>2</sup>.

### **7.2 DURATA DEI LAVORI**

La durata complessiva del cantiere è stimata di circa 24 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti dell'impianto.

Per questi progetti la variabile più aleatoria è costituita dai tempi di fornitura delle apparecchiature fondamentali (in particolare della turbina a gas) in quanto legata al portafoglio ordini del fornitore prescelto al momento di acquisizione dell'ordine.

### **7.3 OCCUPAZIONE INDOTTA DAL CANTIERE**

L'occupazione prevista del personale ammonta complessivamente a circa 1.200.000 ore lavorative. Il numero degli addetti è distribuito nell'arco temporale di 24 mesi, con un picco di circa 500 addetti contemporaneamente impiegati.

Tutto il personale sarà presente in cantiere esclusivamente durante l'attività lavorativa ed alloggerà nei prefabbricati realizzati sull'area di cantiere, negli alberghi o nelle case dei comuni vicini. Il cantiere sarà attrezzato con baracche/uffici provvisti di impianti igienico sanitari con fossa biologica Imhoff.

I prelievi idrici, comunque di entità estremamente ridotta, circa 30 m<sup>3</sup>/giorno, saranno assicurati dall'allacciamento all'acquedotto comunale.

Il personale di cantiere sarà quasi esclusivamente composto da persone impiegate in ditte esterne. È dunque previsto un forte indotto in fase di costruzione: in particolare si cercherà di appaltare il più possibile a ditte locali, qualora dimostrino la competenza e la struttura necessaria per l'esecuzione dei lavori.

### **7.4 MOVIMENTAZIONE DI TERRA**

L'area impegnata ammonta a circa 80.000 m<sup>2</sup> inclusiva dell'area di cantiere.

I lavori di scavo per le opere di fondazione e di reti interrato sono stimate nell'ordine di 25.000 m<sup>3</sup> sino ad una profondità massima di 5 metri.

È compreso lo scorticamento del terreno, gli scavi per le opere di fondazione e la sistemazione delle strade e dei piazzali interni.

Sono previste le opere di fondazione principali (relative al solo ciclo combinato):

- turbine a gas
- generatori di vapore a recupero;
- stazione misura del gas naturale;

Salvo indicazioni contrarie derivanti dallo sviluppo della progettazione esecutiva, le operazioni saranno eseguite mantenendo un bilancio tra scavi e riporti. I terreni di scarico saranno utilizzati per livellamenti e/o eventuali argini e barriere.

### **7.5 APPROVVIGIONAMENTO DI MATERIALI**

I materiali necessari in fase di cantiere saranno essenzialmente calcestruzzo e ferro.

In particolare nella attuale fase di progettazione di massima si è stimato per le opere civili (fondazioni più parti in elevazione) un quantitativo di calcestruzzo pari a 20.000 m<sup>3</sup>. Il materiale sarà trasportato sul sito a mezzo autobetoniere.

Il quantitativo di ferro da costruzione è stimato pari a 1500 tonnellate.

## **8 GLI EDIFICI E LE PRINCIPALI OPERE FUORI TERRA**

Per la i nuovi cicli combinati sono previsti i seguenti edifici

- la cabina a standard Enel per la sottostazione elettrica,
- la cabina della stazione di misura del gas,
- l'edificio contenente la sottostazione AT.

### **8.1 EDIFICIO AUSILIARI E MISURE ENERGIA DELLA STAZIONE ELETTRICA**

Adiacente alla sottostazione elettrica troverà posto l'edificio in oggetto, che sarà dedicato alla sistemazione di apparecchiature elettriche ed elettroniche a servizio della sottostazione e che sarà realizzato secondo le prescrizioni normative vigenti. Di norma sulla base di realizzazioni similari è prevista una struttura verticale e orizzontale in c.a., con murature di spessore pari a 20 cm e soletta impermeabilizzata di spessore pari a 18 cm. La cabina è provvista di griglie di aerazione in ferro, porte di ingresso in ferro e cunicolo per passaggio cavi.

### **8.2 STAZIONE DI MISURA DEL GAS**

La stazione di misura del gas si sviluppa su un'area complessiva di circa 700 m<sup>2</sup> debitamente recintata.

All'interno di tale area sarà alloggiata la cabina per l'alloggiamento dei quadri fiscali (SNAM).

### **8.3 EDIFICIO SOTTOSTAZIONE AT**

La sottostazione elettrica blindata sarà contenuta all'interno di un edificio dedicato che sarà realizzato di norma in muratura e/o calcestruzzo e finito in modo armonico con il resto della centrale.

### **8.4 CARATTERISTICHE DIMENSIONALI DEGLI EDIFICI**

Le caratteristiche dimensionali di massima e la relativa volumetria delle principali opere fuori terra sono descritti nel volume 1

## 9 ELENCO APPARECCHIATURE PRINCIPALI

Macrosistemi	Numero Apparecchiature
Turbogas con alternatore e ausiliari	2
Turbina a Vapore con alternatore e ausiliari	1
Ciclo Termico	
Caldaia a Recupero	2
Condensatore ad acqua	1
Pozzo Caldo	1
Pompe Estrazione Condensato	3 al 100% (1 di riserva)
Pompe Alimento MP	2x2
Pompe Alimento AP	2x2
Serbatoio Raccolta Condense	1
Pompe Rilancio Condense	3
Sistema Acqua di Raffreddamento	
Scambiatori	4 (indicativo)
Pompe Circolazione Raffreddamento Aus.	2
Serbatoio di Espansione	1
Gas Metano	
Filtro Separatore	2
Riscaldatore Metano	2
Filtro Ciclone	2
Serbatoio Raccolta Gasolina	3
Apparecchiature Elettriche Principale	
Trasformatore Elevatore	1 per ogni alternatore
Trasformatore di Unità	2
Interruttore di Macchina	2
Eccitatore statico	1 per ogni alternatore
Stallo di Generazione	1 per ogni trasformatore elevat.
Stallo di linea	1