

**Per**  
**Voghera Energia S.p.A.**  
**Centrale a Ciclo Combinato da 400 MW<sub>E</sub> di**  
**Voghera (PV)**

**Allegato B18**

**Relazione tecnica dei processi produttivi**

**Contratto FWIENV n° 1-BH-0350A**

# INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROCESSO.....</b>	<b>5</b>
2.1	TURBINA A GAS .....	5
2.2	CALDAIA A RECUPERO .....	5
2.3	TURBINA A VAPORE .....	6
2.4	GENERATORE .....	7
2.5	SERVIZI AUSILIARI.....	8
2.5.1	<i>Sistema acqua servizi e potabile .....</i>	<i>8</i>
2.5.2	<i>Sistema acqua di raffreddamento macchine.....</i>	<i>8</i>
2.5.3	<i>Sistema di produzione acqua demineralizzata .....</i>	<i>9</i>
2.5.4	<i>Sistema di produzione aria compressa.....</i>	<i>9</i>
2.5.5	<i>Stazione Gas naturale .....</i>	<i>9</i>
2.5.6	<i>Caldaia ausiliaria.....</i>	<i>10</i>
2.5.7	<i>Sistema di raccolta e trattamento acque reflue.....</i>	<i>10</i>
2.5.7.1	<i>Acque potenzialmente contaminate da olio.....</i>	<i>10</i>
2.5.7.2	<i>Acque Piovane Pulite.....</i>	<i>11</i>
2.5.7.3	<i>Raccolta e Trattamento Acque Sanitarie .....</i>	<i>11</i>
2.5.7.4	<i>Acque Industriali.....</i>	<i>11</i>
2.5.8	<i>Sistema antincendio.....</i>	<i>12</i>
<b>3</b>	<b>EVENTI SIGNIFICATIVI DELL'ANNO STORICO DI RIFERIMENTO.....</b>	<b>13</b>
<b>4</b>	<b>PROGRAMMA DI MANUTENZIONE .....</b>	<b>14</b>

## 1 INTRODUZIONE

Scopo del presente Allegato B18 è di fornire una descrizione tecnica del processo produttivo della Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato di Voghera, ubicata nel comune di Voghera (PV).

Le fasi del processo sono analizzate negli schemi a blocchi dell'Allegato A25.

La CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) è alimentata da gas naturale prelevato dalla rete di distribuzione nazionale ed è progettata secondo una configurazione monoalbero, costituita dai seguenti elementi principali:

- ✓ Turbina a gas;
- ✓ Caldaia a recupero;
- ✓ Turbina a vapore e condensatore;
- ✓ Generatore elettrico.

La centrale ha una potenza di circa 400 MW elettrici. Tutta la produzione elettrica, al netto degli autoconsumi, è completamente immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Nel corso del 2006 sono stati immessi in rete 1.829.394 MWh elettrici.

La centrale di Voghera è progettata per operare correttamente nelle modalità di funzionamento previste:

- ✓ Funzionamento normale (con rete interconnessa)
- ✓ Funzionamento "in isola" (con rete isolata)
- ✓ Funzionamento di emergenza (black out parziale o totale)

La centrale, inoltre, produce vapore secondo tre livelli di pressione di cui è predisposta l'esportazione verso l'adiacente stabilimento industriale della Cartiera di Voghera (ex Cartiera Smurfit).

Di seguito si riporta uno schema di funzionamento della centrale.

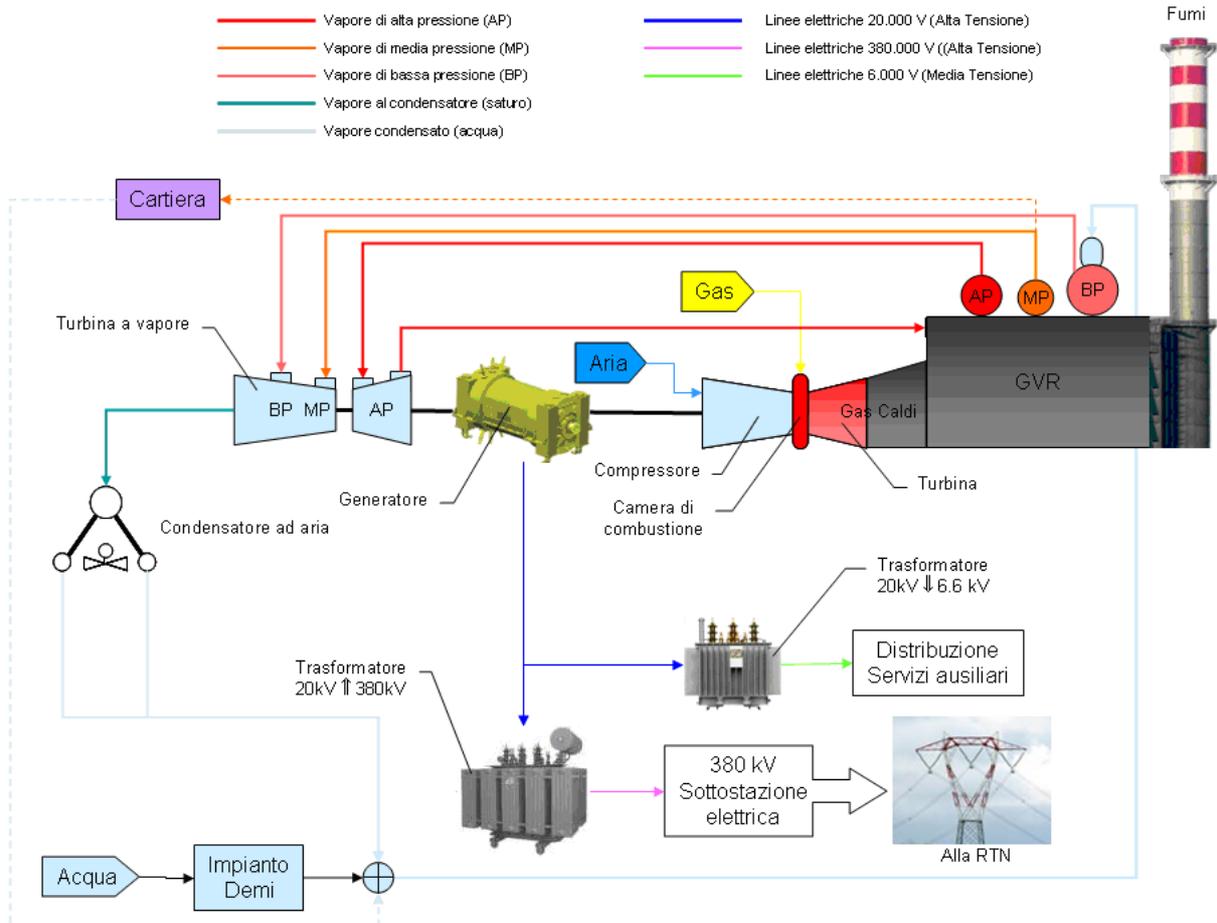


Figura 1 - Schema del principio di funzionamento della centrale

## 2 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

### 2.1 Turbina a gas

L'unità Turbogas (Fase 2 negli schemi a blocchi in Allegato A25) è una macchina industriale alimentata a gas naturale. Il combustibile è prelevato dalla rete nazionale di distribuzione SNAM ed è inviato alla stazione di misura (Fase 1). Nella stazione di misura il gas è trattato in un separatore, che elimina ogni contenuto solido e liquido residuo ed è in seguito alimentato alla camera di combustione della turbina, dove è riscaldato fino alla temperatura di 185 °C tramite acqua alimento caldaia.

I bruciatori della turbina sono del tipo Dry Low NOx (DLN) grazie ai quali la concentrazione di NOx nei gas di scarico si mantiene inferiore a 25 ppm volumetrici (fumi secchi al 15% di ossigeno). Il compressore della turbina è equipaggiato con pale statoriche ad incidenza variabile, che permettono di controllare la portata d'aria in ingresso e, di conseguenza, le caratteristiche dei fumi allo scarico, al fine di massimizzare l'efficienza del processo.

### 2.2 Caldaia a recupero

I gas caldi in uscita dalla turbina sono convogliati alla Caldaia a Recupero (Heat Recovery Steam Generator, HRSG) di tipo orizzontale a circolazione naturale (Fase 3), dove si raffreddano generando vapore a tre livelli di pressione (alta, AP, media, MP, bassa, BP) e surriscaldando il vapore a media pressione ricircolato dalla turbina a vapore.

I fumi attraversano il seguente sistema di serpentini, in controcorrente rispetto al flusso dell'acqua:

- surriscaldatore AP sezione 3;
- surriscaldatore sezione 2;
- surriscaldatore AP sezione 2;
- surriscaldatore sezione 1;

- surriscaldatore AP sezione 1;
- evaporatore AP;
- surriscaldatore MP;
- economizzatore AP sezione2;
- evaporatore MP;
- surriscaldatore BP;
- economizzatore AP sezione 1 e economizzatore MP (in parallelo);
- evaporatore BP;
- preriscaldatore del condensato sezione 2;
- preriscaldatore del condensato sezione 1.

Il condensato, inoltre, prima di entrare nel preriscaldatore di sezione 1 attraversa il preriscaldatore esterno, dove viene riscaldato ad una temperatura maggiore di 55 °C, al fine di evitare la corrosione da condensazione acida dei fumi sui serpentine di caldaia.

I fumi esausti sono emessi in atmosfera a una temperatura di circa 90-110 °C, tramite un camino avente altezza pari a 80 metri. Un sistema di monitoraggio continuo analizza le caratteristiche dei fumi, come richiesto dalle autorità, registrando il tenore di ossigeno e la concentrazione di monossido di carbonio (CO) e degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>).

Alla capacità produttiva sono previste le seguenti emissioni:

- ✓ 109,1 kg/h di NO<sub>x</sub>;
- ✓ 65,88 kg/h di CO.

Durante le fermate di emergenza o di manutenzione della CCGT e in fase di avviamento, la continuità dell'esportazione di vapore è garantita dalla caldaia ausiliaria (Fase 6).

### 2.3 Turbina a vapore

La turbina a vapore (Fase 4) ha potenza pari a 130 MW elettrici. La turbina è una macchina a condensazione con scarico assiale, formata da tre sezioni (una per ogni livello di

pressione). Il vapore in uscita dal corpo ad alta pressione viene rinvio alla caldaia, dove è miscelato e risurriscaldato con il vapore a media pressione. Tale vapore torna, infine, alla turbina, dove cede energia nelle sezioni di media e di bassa pressione.

Il vapore esausto in uscita dalla turbina viene inviato al Condensatore ad aria (Fase 5) dove condensa cedendo vapore in atmosfera. Il condensato viene raccolto nel Pozzo Caldo del condensatore, dal quale viene rinvio alla caldaia a recupero, permettendo di limitare al reintegro dovuto alle perdite di processo il consumo di acqua per il funzionamento dell'impianto. Il reintegro dell'acqua al ciclo termico avviene immettendo acqua demineralizzata direttamente nel pozzo caldo del condensatore.

## **2.4 Generatore**

Il generatore elettrico da 470 MVA (Fase 3) è configurato secondo una soluzione monoalbero, accoppiato sia alla turbina a gas sia alla turbina a vapore. L'accoppiamento all'albero della turbogas è rigido, mentre quello con la turbina a vapore è realizzato tramite un dispositivo di aggancio (clutch). Il generatore funge anche da motore di lancio per l'avviamento della turbina a gas.

Tutta l'energia prodotta dal generatore è ceduta alla RTN a 380 kV, a meno dei consumi interni degli ausiliari di impianto. La consegna avviene attraverso una sottostazione elettrica a 380 kV con schema entra-esce a singolo sistema di sbarre.

Il trasformatore elevatore (Fase 10) è a due avvolgimenti e permette la trasmissione della potenza generata sulla rete di trasmissione.

Due trasformatori abbassatori di unità (Fase 9), anch'essi a due avvolgimenti, alimentano gli ausiliari di centrale tramite due quadri a media tensione a 6 kV, accoppiati tra loro tramite un condotto sbarre. Entrambi i trasformatori sono derivati dal montante di generazione, uno a monte e uno a valle dell'interruttore di macchina.

Quattro trasformatori ausiliari allacciati ai quadri a 6 kV alimentano gli ausiliari di bassa tensione secondo uno schema doppio radiale.

Gli utilizzatori di impianto sono dunque alimentati secondo due diversi livelli di tensione:

- ✓ 6 kV per i motori di potenza maggiore o uguale a 200 kW;
- ✓ 0,4 kV per i motori con potenza inferiore a 200 kW.

Un gruppo elettrogeno di emergenza Diesel è inoltre connesso al sistema a 0,4 kV.

## 2.5 Servizi ausiliari

### 2.5.1 Sistema acqua servizi e potabile

L'acqua necessaria per la centrale e per i servizi ausiliari è prelevata mediante un pozzo interno ai confini dell'impianto (Fase 15). L'acqua grezza prelevata dalla falda superficiale, viene filtrata mediante filtri e sabbia, accumulata e distribuita alle utenze (Fase 17). L'acqua potabile è prodotta a partire da acqua grezza (Fase 20).

Il sistema è costituito da:

- ✓ Pompe di pozzo, P-1302 A/B (una di riserva);
- ✓ Filtro a sabbia, F-1301 A/B;
- ✓ Serbatoio di accumulo acqua grezza, TK-1301 (con accumulo dedicato allo stoccaggio dell'acqua antincendio);
- ✓ Pompe di distribuzione dell'acqua grezza, P-1302 A/B (una di riserva);
- ✓ Impianto di potabilizzazione, PK-1301.

### 2.5.2 Sistema acqua di raffreddamento macchine

Il sistema (Fase 14) è costituito da pompe di circolazione acqua e da un refrigeratore ad aria. Il circuito acqua provvede a:

- ✓ asportare il calore prodotto dalle macchine rotanti (pompe, alternatore, olio lubrificazione turbogruppi, etc.);
- ✓ raffreddare il condensato di ritorno;
- ✓ raffreddare gli spurghi di caldaia.

L'acqua di raffreddamento macchine è trattata con glicole etilenico (35% in peso) per evitare che ghiacci durante il funzionamento nella stagione invernale.

### **2.5.3 Sistema di produzione acqua demineralizzata**

L'impianto di demineralizzazione (Fase 16) produce acqua demineralizzata partendo dall'acqua grezza emunta dal pozzo (Fase 15), mediante un sistema a scambio ionico. L'acqua demineralizzata è utilizzata per il reintegro delle perdite di ciclo e del condensato di ritorno. L'impianto è costituito da due linee in parallelo in grado di coprire le esigenze della Centrale: durante le fasi di rigenerazione di una linea, l'altra alimenta l'impianto.

### **2.5.4 Sistema di produzione aria compressa**

Il sistema di produzione aria compressa (Fase 12) alimenta le reti di distribuzione, tra loro indipendenti, di aria servizi ed aria strumenti. Il sistema è sostanzialmente costituito dalle seguenti apparecchiature:

- ✓ Compressori aria K-1401 A/B;
- ✓ Serbatoio accumulo aria compressa D-1401;
- ✓ Essicatore aria strumenti DR-1401.
- ✓ Tubazioni di distribuzione area impianto e strumenti

Il sistema è strutturato in modo tale da privilegiare la disponibilità di aria compressa alla rete di distribuzione agli strumenti, sacrificando eventualmente la rete aria servizi.

### **2.5.5 Stazione Gas naturale**

Il gas naturale, proveniente dalla rete nazionale SNAM, è alimentato all'impianto attraverso la stazione del gas naturale PK-1501 (Fase 1).

All'ingresso dell'impianto il gas viene filtrato e misurato nella sezione dedicata, composta da due linee in parallelo dimensionate per la piena portata e costituite ciascuna da:

- ✓ un filtro che mantiene le caratteristiche del gas in accordo a quanto richiesto dal fornitore delle turbine a gas;

- ✓ una stazione di misura di tipo volumetrico.

Il gas è quindi alimentato alla sezione di preriscaldamento mediante due scambiatori, operanti in parallelo, dimensionati per la piena portata. Dopo essere stato preriscaldato, il gas è alimentato alla stazione di riduzione costituita da due linee in parallelo dimensionate per la piena portata, ciascuna costituita da:

- ✓ una valvola autoregolata di riduzione della pressione;
- ✓ una valvola autoregolata di protezione (monitor).

Alla capacità produttiva è prevista l'alimentazione alla turbina a gas di circa 74500 Sm<sup>3</sup>/h di gas naturale.

### **2.5.6 Caldaia ausiliaria**

La caldaia ausiliaria (Fase 7), anch'essa alimentata a gas naturale, ha il compito di generare vapore necessario agli eiettori del gruppo vuoto del condensatore e al sistema delle tenute della turbina a vapore durante le fasi di avviamento dell'impianto. Durante le situazioni di emergenza la caldaia ausiliaria può provvedere alla generazione di vapore eventualmente necessario per l'esportazione verso la Cartiera di Voghera.

### **2.5.7 Sistema di raccolta e trattamento acque reflue**

Il sistema comprende quattro sottosistemi in funzione delle differenti tipologie di acque da trattare.

#### **2.5.7.1 Acque potenzialmente contaminate da olio**

Le aree d'impianto potenzialmente contaminate da olio sono opportunamente confinate in modo tale che le relative acque raccolte, piovane o di lavaggio, possano essere accumulate in un bacino dedicato e da questo convogliate al sistema di disoleazione. Sono inoltre considerate contaminate le strade coinvolte da un traffico frequente di veicoli.

Il confinamento è realizzato tramite cordolatura in cemento o tramite la definizione di una opportuna pendenza delle aree da confinare verso le griglie di raccolta.

I primi 5 mm di acqua piovana raccolta nelle aree potenzialmente contaminate da olio sono trasferiti dal bacino di accumulo al sistema di disoleazione per mezzo di una pompa dedicata. La quantità eccedente i primi 5 mm di acqua piovana raccolta è sfiorata al bacino di raccolta acque piovane pulite. Il sistema comprende (Fase 22):

- ✓ Il bacino di raccolta delle acqua potenzialmente contaminata, BA-1801
- ✓ Le pompe di rilancio delle acque potenzialmente contaminate, P-1801 A/B (una di riserva)
- ✓ I disoleatori a pacchi lamellari, X-1801 A/B
- ✓ Il flottatore (PK-1801) per la rimozione spinta dell'olio.

#### 2.5.7.2 *Acque Piovane Pulite*

Il sistema fognario acque meteoriche pulite (Fase 23) convoglia le acque raccolte, acque piovane pulite provenienti dalle aree *non* contaminate da olio, in un bacino intermedio (BA-1802) dal quale sono in seguito trasferite in un altro bacino di maggiore capacità (BA-1803). Il trasferimento avviene tramite tre pompe di sollevamento (P-1802 A/B/C).

Da tale bacino l'acqua piovana viene inviata al ricettore finale "Fosso Roggionotto" tramite due pompe azionate in sequenza da segnale di livello (P-1803 A/B).

#### 2.5.7.3 *Raccolta e Trattamento Acque Sanitarie*

Gli scarichi sanitari sono raccolti in un bacino dedicato (BA-1804) e trasferiti al sistema di trattamento biologico per mezzo delle pompe P-1804 A/B. Il sistema di trattamento biologico PK-1803 del tipo a ossidazione/nitrificazione e denitrificazione a fanghi attivi, operante in modo discontinuo (Fase 25). Le acque chiarificate sono successivamente inviate al ricettore finale.

#### 2.5.7.4 *Acque Industriali*

Le acque industriali sono ulteriormente divise in due sottosistemi distinti:

- ✓ Le acque ad alta salinità (effluenti salini dell'impianto di demineralizzazione) che sono raccolti in un bacino dedicato e smaltiti all'esterno come rifiuti;

- ✓ Le acque a bassa salinità (effluenti non salini dell'impianto di demineralizzazione, spurghi della caldaia) che sono trattati per la correzione del pH (Fase 24) e scaricati nel sistema acque piovane pulite.

### **2.5.8 Sistema antincendio**

Il sistema antincendio (Fase 18) copre tutta l'area occupata dal Ciclo Combinato e permette di avere a disposizione, attraverso idranti e bocchette, l'acqua antincendio in tutti i punti in cui è ritenuta necessaria. L'acqua antincendio è attinta dal serbatoio acqua servizio TK-1301.

### **2.5.9 Sistema di campionamento acqua di ciclo (Banco analisi)**

Il sistema di campionamento dell'acqua di ciclo (Fase 11) permette di prelevare dei campioni di fluido da punti determinati dell'impianto sui quali si effettuano delle specifiche analisi in continuo. In particolare si ha:

- ✓ campionamento dell'acqua alimento caldaia, di cui si misurano pH e concentrazione di ossigeno;
- ✓ campionamento della linea del condensato, su cui si effettuano misure di pH, concentrazione di ossigeno e conducibilità;
- ✓ campionamento dell'acqua alimento in ingresso all'economizzatore di alta media pressione, di cui si misurano conducibilità e pH;
- ✓ campionamento delle linee del vapore in uscita dai corpi cilindrici di alta e bassa, su cui si effettuano misure di conducibilità;
- ✓ campionamento delle linee del vapore a valle dei surriscaldatori di alta e media pressione, su cui si effettuano misure di conducibilità;
- ✓ campionamento delle linee di vapore risurriscaldato, di cui si misura la conducibilità.

Ogni punto di campionamento consente il prelievo del campione per le analisi di laboratorio.

### 3 EVENTI SIGNIFICATIVI DELL'ANNO STORICO DI RIFERIMENTO

Il 21 gennaio del 2006 la Suprema Corte di Cassazione accoglie il ricorso presentato avverso l'ordinanza del Tribunale del Riesame di Pavia del 20 settembre del 2005, in base al quale si confermava il sequestro della Centrale avvenuto in via preventiva il 3 agosto 2005, per supposta violazione dell'articolo 24 del DPR 203/88. In particolare si fa riferimento al punto 7 del decreto del MAP n. 5 del 25 marzo 2002, "Monitoraggio tramite centraline di rilevamento ambientale". Il 21 gennaio sono dunque annullati senza rinvio sia il provvedimento impugnato sia il decreto di sequestro.

Il 24 gennaio, in seguito al dissequestro dell'impianto, Voghera Energia comunica al MAP il programma di riavviamento della centrale. Il MAP prende atto di tale programma con protocollo 0001554, il 27 gennaio. A decorrere da tale data, nel rispetto delle disposizioni vigenti, Voghera Energia dà seguito al programma di avviamento presentato.

Con comunicazione del 31 gennaio 2006, Voghera Energia comunica alla Regione Lombardia, alla Provincia di Pavia, al comune di Voghera e ad ARPA che a partire le prove di accensione della turbina a gas hanno inizio a partire dal 2 febbraio 2006.

Il 7 febbraio 2006, Voghera Energia comunica che a partire dal 9 febbraio riprende il periodo di messa a regime della centrale, con termine il 4 luglio 2006, data a partire dalla quale i limiti di emissione in atmosfera stabiliti dal MAP "si intendono rispettati se la media delle concentrazioni rilevate nell'arco di un'ora è inferiore o uguale al limite stesso".

Nel corso del 2006 si sono verificati 5 blocchi di impianto e 59 avviamenti e le ore di produzione sono state 5.907.

## 4 PROGRAMMA DI MANUTENZIONE

Le apparecchiature critiche per la programmazione delle fermate per manutenzione sono la turbina a gas e la turbina a vapore, a causa dei tempi richiesti per gli interventi.

Per quanto riguarda le apparecchiature minori valgono le seguenti considerazioni:

- ✓ la manutenzione di apparecchiature dotate di una o più riserve sono effettuate con impianto in marcia, mettendo in servizio la riserva;
- ✓ la manutenzione degli scambiatori di calore (in genere circa 4 giorni di intervento ogni tre/quattro anni) è effettuata durante i periodi di fermata programmata;
- ✓ gli interventi di manutenzione della strumentazione sono effettuati durante i periodi di fermata programmata;
- ✓ gli interventi di ispezione dei recipienti in pressione sono effettuati durante i periodi di fermata programmata.

### 4.1 Turbina a gas

Nella seguente Tabella 4.1 è riportato il programma di manutenzione per la turbina a gas.

**Tabella 4.1 – Tipico programma di manutenzione per la turbina a gas**

Tipo di intervento	Ore operative equivalenti <sup>1</sup>	Tempo richiesto <sup>2</sup>
CI	8000	10
HGPI	16000	22
HGPI	24000	22
MO	32000	42
CI	40000	10
HGPI	48000	22

<sup>1</sup> La definizione di ore operative equivalenti tiene conto del numero di avviamenti

<sup>2</sup> I tempi previsti sulla base di due turni giornalieri e sei giorni lavorativi settimanali

- 1) CI (Combustion Inspection): Ispezione sistema di combustione
- 2) HGPI (Hot Gas Path Inspection): Ispezione parti calde (sistema di combustione e turbina);
- 3) MO (Major Overhaul): Revisione principale (sistema di combustione, turbina, compressore sistema di controllo, generatore, ausiliari).

## 4.2 Turbina a vapore

Nella seguente Tabella 4.2 è riportato un probabile programma di manutenzione per la turbina a vapore.

**Tabella 4.2 – Tipico programma di manutenzione per la turbina a vapore**

Tipo di intervento	Ore operative equivalenti	Tempo richiesto
Revisione parziale	24000	17
Revisione parziale	48000	43

La revisione parziale della macchina prevede almeno le seguenti operazioni:

- ✓ esame del sistema di condensazione e dei dispositivi di sicurezza; esame endoscopico delle parti accessibili;
- ✓ ispezione dei cuscinetti e delle valvole di immissione in turbina; ispezione visiva delle ultime palette della sezione di bassa pressione;
- ✓ revisione del sistema di controllo, delle pompe dell'olio.

La revisione principale consiste in un esame approfondito dell'intero sistema turbina/condensatore e include essenzialmente;

- ✓ controlli e interventi come nelle revisioni parziali;
- ✓ apertura del corpo macchina;
- ✓ esame delle palette;
- ✓ esame completo del sistema di accoppiamento generatore/turbina, inclusivo di test di allineamento del sistema.

### 4.3 Caldaia a recupero

Per la caldaia a recupero sono previsti quattro giorni di manutenzione ogni due anni.

### 4.4 Sistema acqua di raffreddamento macchine

La manutenzione di una delle due pompe di circolazione viene eseguita con l'altra in servizio, mantenendo il sistema in esercizio a piena capacità.

### 4.5 Sistema aria impianti/strumenti

La manutenzione di uno dei due compressori viene eseguita con l'altro in operazione, mantenendo il sistema in esercizio a piena capacità.

L'essiccatore aria strumenti richiede un giorno di manutenzione ogni due anni per la sostituzione e il controllo delle guarnizioni delle valvole. Tale operazione viene eseguita durante la fermata programmata dell'impianto.

La sostituzione dei filtri richiede quattro ore ogni sei mesi e può essere effettuata con il sistema in esercizio, poiché sono previste due linee a piena capacità per ogni filtro.

### 4.6 Sistema elettrico

Ai fini manutentivi sono presi in considerazione i seguenti componenti elettrici:

- ✓ generatore: tutti gli interventi di manutenzione che comportano la fermata del generatore con o senza estrazione del rotore sono eseguiti in occasione della fermata programmata per la manutenzione delle turbine;
- ✓ trasformatore elevatore (interventi off-line ogni tre/cinque anni); stazione a 400 kV (interventi off-line ogni cinque/dieci anni); cavi ad alta tensione (interventi off-line ogni cinque /dieci anni): tutti gli interventi di manutenzione possono essere pianificati durante la fermata programmata dell'impianto senza impatto sul programma di manutenzione complessivo.