

# **Allegato B18**

**RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

# INDICE

<b>1. Introduzione .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Scopo della relazione .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Storia tecnico-produttiva del complesso.....</b>	<b>4</b>
<b>4. Descrizione del ciclo produttivo.....</b>	<b>7</b>
4.1. Fase 0: Linee adduzione gas naturale .....	8
4.2. Fase 1: Gruppo di produzione principale .....	11
4.3. Fase 2: Sistemi ausiliari.....	17
<b>5. Altri sistemi ausiliari.....</b>	<b>22</b>
5.1. Trasformatori e sottostazione elettrica.....	22
5.2. Gruppo elettrogeno di emergenza.....	22
<b>6. Bilancio globale di massa ed energia .....</b>	<b>23</b>
<b>7. Confronto pluriennale del regime di funzionamento della Centrale (2005/2009) ...</b>	<b>24</b>
<b>8. Logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti .....</b>	<b>25</b>
<b>9. Manutenzione .....</b>	<b>25</b>
<b>10. Condizioni di avviamento e transitorio e blocchi temporanei .....</b>	<b>27</b>
10.1. Avviamento dell'impianto.....	27
10.2. Fermata dell'impianto .....	27
10.3. Frequenza prevedibile di avvio/arresto TG.....	27
10.4. Emissioni di inquinanti nelle fasi di avviamento/fermata TG .....	28
<b>11. Gestione dei malfunzionamenti .....</b>	<b>32</b>

## B.18 Relazione tecnica dei processi produttivi

### 1. Introduzione

Il presente documento costituisce l'allegato B18 – Relazione tecnica dei processi produttivi – sviluppato in accordo alle Linee Guida Nazionali, quale parte integrante della documentazione inerente la Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale (D.Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59), relativa alla *Centrale Termoelettrica a Ciclo Combinato (CCGT)* sita nel comune di *Sarmato*, provincia di *Piacenza*, di proprietà della società *Sarmato Energia S.p.A.*

I dati riportati nel presente documento e nella scheda B della Domanda di AIA comprendono i dati consuntivati alla parte storica (anno 2008) e le stime riferite alla capacità produttiva, definita moltiplicando la “potenza di riferimento”, basata sui dati nominali delle macchine riferite alle condizioni ambientali di riferimento per il sito in oggetto (T ambiente 15 °C, Pressione barometrica 1013 mbar, umidità relativa 60%), per le massime ore annuali di funzionamento prevedibili per l'impianto decurtando dalle ore annue (8.760) le minime fermate dell'impianto per necessità di manutenzione (pari a circa 25 giorni all'anno): il riferimento alla capacità produttiva è pertanto di 8.160 ore/anno.

La stima dei dati espressi alla capacità produttiva è stata eseguita:

- sulla base dei dati nominali delle macchine;
- tramite opportuni bilanci di massa ed energia;
- i consumi di materie prime dipendenti dal regime di funzionamento dell'impianto (chemicals GVR, DEMI, acqua torri, ecc.), sono stati ottenuti tenendo in considerazione i dati progettuali e quelli storici dell'impianto.
- per i consumi/rifiuti prodotti non direttamente associabili al funzionamento dell'impianto, indicando un range di produzione basato sullo storico dell'impianto stesso e sull'esperienza maturata dal gestore nell'esercizio di impianti analoghi.

In **Tabella 1** è sintetizzato il regime di funzionamento della Centrale. riferito alla Capacità Produttiva e al consuntivo storico 2008, scelto come anno di riferimento.

Nel **capitolo 7** del presente documento sono inoltre riportati, per confronto, i valori riferiti ai principali parametri di funzionamento della Centrale relativi agli ultimi 5 anni (2005 ÷ 2009).

<b>Tabella 1: REGIME DI FUNZIONAMENTO CENTRALE DI SARMATO</b>		
	<b>Capacità produttiva</b>	<b>Dato storico (anno 2008)</b>
<b>Ore di funzionamento (h/anno)</b>	8.160	3.154
<b>Energia Elettrica lorda prodotta/producibile (MWh<sub>e</sub>)</b>	1.485.120	456.532
<i>All'interno del presente documento, le “ore di funzionamento” dell'impianto corrispondono alle ore di parallelo, intese come ore in cui l'energia elettrica prodotta dalla Centrale è immessa sulla rete di trasmissione nazionale (RTN).</i>		

## 2. Scopo della relazione

Scopo del presente documento è fornire una descrizione sintetica dell'impianto, in accordo a quanto indicato dalle "Linee Guida alla compilazione della Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale", con particolare riferimento a:

- Storia tecnico-produttiva del complesso;
- Descrizione tecnica del ciclo produttivo;
- Bilancio di massa ed Energia;
- Logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti;
- Manutenzione ordinaria;
- Analisi delle condizioni operative anomale (avviamento/fermata) e di emergenza;
- Gestione dei malfunzionamenti/ incidenti ambientali.

In linea con quanto prescritto dalla normativa di riferimento (D. Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59), si provvede all'individuazione delle fasi funzionali in cui si articola il processo produttivo.

Per ciascuna fase si procederà ad analizzare:

- Modalità di funzionamento;
- Flussi di materia ed energia associati;
- Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento;
- Tipologia di sostanze inquinanti;
- Sistemi di regolazione e controllo.

## 3. Storia tecnico-produttiva del complesso

Il sito termoelettrico di Sarmato è attualmente di proprietà di Sarmato Energia S.p.A., società controllata da Edison S.p.A.. La gestione dell'impianto è affidata al Responsabile della Gestione Termoelettrica 1 (GET1), Ing. Silvio Bisognin, della Business Unit Asset Energia Elettrica di Edison S.p.A.

La Centrale occupa un'area di circa 21.700 m<sup>2</sup> completamente recintata, sita nel Comune di Sarmato (PC), in via dello Zuccherificio, 13, all'interno dell'area industriale che ospitava l'ex zuccherificio Eridania Sarmato, attualmente dismesso.

La Centrale è del tipo a ciclo combinato alimentato esclusivamente a gas naturale.

L'energia elettrica prodotta al netto degli autoconsumi è completamente immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale tramite un punto di consegna situato presso la sottostazione blindata collocata nel perimetro dell'area di Centrale.

L'impianto è costituito da:

- Gruppo di produzione (TG+GVR+TV);
- edificio con gli uffici e la sala controllo;
- aree dell'impianto trattamento acqua in ingresso;
- area dell'impianto demi;
- area dell'impianto relativa all'acqua di raffreddamento condensatore e ausiliari;

- magazzino;
- sottostazione elettrica;
- cabina di decompressione e misurazione del gas naturale.

La supervisione e la gestione degli impianti è realizzata in una sala controllo centralizzata in cui vengono monitorati in continuo i parametri di gestione della centrale tramite il Sistema di Controllo e Supervisione Distribuito (*Distributed Control System* o DCS).

Il gruppo di produzione principale dell'impianto è composto principalmente da una turbina a gas (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR) a due livelli di pressione, una turbina a vapore (TV), un alternatore, montato in asse con la turbina a gas e la turbina a vapore, un condensatore di vapore ad acqua in circuito chiuso raffreddato tramite torri evaporative ed un trasformatore elevatore 15/220 KVA per la connessione con la rete di trasmissione nazionale.

La domanda per la costruzione di un Turbogas, di una caldaia a recupero per la produzione di vapore surriscaldato ad alta pressione, e di una turbina a vapore a condensazione, in cui fluisce parte del vapore prima che sia inviato alle utenze tecnologiche dello stabilimento all'interno dell'unità produttiva di Sarmato è stata avanzata da Selm in data 26/02/91. A seguito dell'incorporazione di Selm S.p.A. in Edison S.p.A., con assemblea straordinaria del 18/06/1991, e del conferimento, in data 31/07/1992 del ramo d'azienda "energia termoelettrica" a Edison Gas S.p.A. che, alla stessa data, ha assunto la denominazione di Edison Termoelettrica S.p.A., quest'ultima è diventata titolare dell'autorizzazione già richiesta dalla Selm S.p.A.

L'autorizzazione del MICA all'installazione ed esercizio presso lo stabilimento di Sarmato di una Centrale di cogenerazione della potenza lorda di 135 MW circa è stata rilasciata in data 07/01/93 e successivamente volturata da Edison Termoelettrica S.p.A. a Sarmato Energia S.p.A. con decreto 28/12/95, trasmesso con lettera 29/12/95 prot.836521.

La realizzazione dell'impianto è stata completata nel 1997. In data 15/12/98 è stata avviata la marcia commerciale.

Nel 1999 la Centrale di Sarmato ha ottenuto la registrazione Emas,

L'esportazione di vapore tecnologico da parte della Centrale si è interrotta a seguito della cessata attività dello zuccherificio Eridania Sarmato.

In data 12/02/02 Sarmato Energia S.p.A. ha avanzato la richiesta di ripotenziamento della esistente centrale a ciclo combinato per innalzare la potenza elettrica lorda da 135 MW a 182 MW circa, corrispondente ad una potenza termica complessiva di circa 365 MW.

In data 15/05/03, a conclusione dell'iter autorizzativo, il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e Ministero per i Beni e le Attività culturali ha autorizzato con decreto n° 55/01/2003 in scadenza il 15/05/2011, rilasciato ai sensi del DL 07/02/02 n°7 convertito con modificazioni in legge 09/04/02 n.55, la Sarmato Energia S.p.A. al ripotenziamento della Centrale. Il decreto autorizzativo aveva valenza anche di Autorizzazione Integrata Ambientale.

In data 23/7/2003, l'autorizzazione rilasciata dal MAP è stata volturata a Consorzio Sarmato Scpa; successivamente, in data 31/10/07, l'Autorizzazione è stata volturata a Sarmato Energia S.p.A., attuale gestore dell'impianto.

L'intervento di potenziamento ha comportato interventi di modifica sulle macchine principali e verifiche di funzionamento dei vari ausiliari nelle nuove condizioni.

Le modifiche apportate ai macchinari principali sono di seguito descritte:

- TG            modifiche sul condotto di aspirazione, camera filtri e sistema di combustione per far fronte alla maggiore portata d'aria aspirata;

- GVR: interventi di tipo meccanico (sostituzioni valvole, realizzazioni di bypass, installazione di piastre di rinforzo) per far fronte all'aumento della produzione di vapore e delle pressioni di esercizio;
- TV: modifica delle valvole e degli attuatori delle valvole per fronteggiare la maggiore quantità di vapore;
- Condensatore ad acqua e torri di raffreddamento: aumento delle perdite per evaporazione dovuto all'incremento di carico termico e diminuzione degli spurghi per mantenere inalterato il consumo di acqua complessivo;
- Alternatore: sostituzione di alcuni accessori (sistema di raffreddamento, TA, eccitatrice statica) con analoghi accessori di capacità maggiori per sopperire alla maggiore potenza prodotta da TG e TV;
- Trasformatore elevatore 15/220 kV (T1): sostituzione degli aerotermini con altrettanti di maggiore capacità refrigerante per poter garantire l'erogazione di maggiori potenze.

Oltre l'intervento di ripotenziamento effettuato nel 2004, le modifiche più significative dal punto di vista ambientale e della sicurezza realizzate tra il 2003 ed il 2008, sono state le seguenti:

- Installazione di un nuovo analizzatore fumi avente una maggiore precisione e ripetibilità della misura;
- Costruzione di bacini di contenimento per il gruppo elettrogeno;
- Esecuzione di una nuova indagine fonometrica per verificare il mantenimento dei livelli di emissione sonora al termine dell'intervento di ripotenziamento della Centrale;
- Installazione di un pannello luminoso visibile dall'esterno indicante le emissioni al camino in tempo reale;
- Installazione di un sistema di acquisizione dati a PC posto in un ufficio del Comune di Sarmato per la lettura dei dati di emissione al camino (NO, CO, O<sub>2</sub>), trasmessi quotidianamente via e-mail ad ARPA Piacenza;
- Compartecipazione al mantenimento della centralina di monitoraggio dell'ozono di proprietà della Provincia di Piacenza;
- Partecipazione ad un progetto della Provincia di Piacenza per il monitoraggio dell'aria;
- Sostituzione dei fasci tubieri del refrigerante olio turbogas con altrettanti in acciaio inossidabile;
- Monitoraggio del rumore esterno e misurazione del rumore di fondo;
- Rifacimento delle aree verdi;
- Sostituzione del gas refrigerante HCFC R22 dei condizionatori con gas non lesivo dello strato d'ozono.
- Sostituzione del serbatoio di acido cloridrico al fine di limitare il rischio di sversamento;
- Effettuazione di nuovi rilievi dei campi elettromagnetici a bassa frequenza ed alta frequenza.
- Nel 2008, adeguamento tecnico-organizzativo della Centrale finalizzato alla flessibilizzazione della stessa ed al passaggio completo al libero mercato, a seguito del quale la produzione di energia risulta fortemente influenzata dalla domanda del mercato dell'energia.

Dalla messa in esercizio dell'impianto presso il sito non si è verificato alcun incidente ambientale.

Nel 2009 è stato individuato un guasto alla turbina a vapore che ne ha comportato lo smontaggio per manutenzione straordinaria. L'impianto è stato reso disponibile al mercato dell'energia in ciclo semplice. E' attualmente in corso il ripristino della turbina a vapore e la sostituzione dello statore alternatore.

#### 4. Descrizione del ciclo produttivo

La Centrale Termoelettrica di Sarmato è del tipo a ciclo combinato e trasforma, quindi, l'energia termica del gas naturale (combustibile in ingresso) in energia elettrica utilizzando due cicli termici a cascata.

Con l'espressione "Ciclo Combinato" si definisce l'unione di due cicli tecnologici, uno compiuto da aria e da gas naturale (ciclo a gas) e l'altro compiuto da acqua e vapore (ciclo a vapore), entrambi finalizzati a produrre energia elettrica con elevato rendimento.

- **Ciclo gas:** nel primo ciclo l'energia meccanica è ottenuta dalla turbina a gas, grazie all'espansione dei gas caldi provenienti dalla combustione del gas naturale. L'aria comburente immessa nella turbina a gas viene prelevata dall'atmosfera, filtrata dalle impurità, compressa ed inviata al sistema di combustione. L'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica;
- **Ciclo vapore:** nel secondo ciclo i gas prodotti dalla combustione della turbina a gas vengono convogliati, attraverso un condotto, al generatore di vapore a recupero (GVR) che produce vapore in pressione utilizzato per alimentare la turbina a vapore. In questo ciclo l'energia meccanica è ottenuta da una turbina alimentata dal vapore prodotto del GVR. Il vapore scaricato dalla turbina a vapore è condensato mediante un condensatore raffreddato ad acqua di torre. La condensa così ottenuta, unitamente all'opportuna integrazione di acqua demineralizzata, forma la portata dell'acqua di alimento per il generatore di vapore a recupero, chiudendo così il circuito.

In **Tabella 2**, sono riassunti i dati tecnici degli impianti di produzione della Centrale.

<b>Tabella 2: I DATI TECNICI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE</b>	
Tipo di ciclo	Combinato con turbogas (TG) + generatore di vapore a recupero (GVR) + turbina a vapore (TV) + alternatore (G1)
Fonte energetica	gas naturale
Potenza resa TG + TV	182 MW circa in condizione ISO
Produzione di vapore GVR	alta pressione: 188 t/h bassa pressione 31 t/h
Impianto abbattimento NOx TG	Dry Low NOx (DLN)
Potenza alternatore G1	198 MVA
Trasformatore principale	202 MVA 15/220 kV in olio raffreddato ad aria forzata
Impianto di condensazione TV	Condensatore ad acqua
Impianto di raffreddamento	Con torri evaporative <i>Wet-Dry</i>

Le caratteristiche degli impianti ausiliari sono riportate in **Tabella 3**.

**Tabella 3: CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI AUSILIARI**

Emungimento acqua (demi, industriale)	Dal Canale di scarico della Centrale Enel Produzione “La Casella”. Da pozzi solo in caso di emergenza
Impianto di demineralizzazione	Con resine a scambio ionico
Trasformatori ausiliari	8 MVA 15/6 kV in olio raffreddato ad aria per l'alimentazione dei servizi ausiliari in MT
Caldaie ausiliarie	2 caldaie alimentate a gas naturale da 2.050 kW termici
Alimentazione in emergenza	Gruppo elettrogeno da 750 kVA alimentato a gasolio
Sottostazione elettrica	1 sottostazione di tipo blindato
Sottostazione gas naturale da Rete	Ingresso del gas a pressione variabile da 7 MPa a 4 MPa e ridotto a 2,3 MPa per l'alimentazione del TG e a 0,2 MPa per l'alimentazione delle caldaie ausiliarie

Per la descrizione del ciclo produttivo si farà riferimento alla suddivisione in aree omogenee della Centrale che è stata definita ai fini della presente domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale, nella **Scheda A.4** e nello schema a blocchi riportato in **Allegato A.25**.

Le fasi funzionali in cui è possibile suddividere il processo produttivo sono:

0. **Linee adduzione gas naturale;**
1. **Gruppo di produzione principale:** Turbina a gas (TG), Generatore di Vapore a Recupero (GVR), Turbina a Vapore (TV), Alternatore (G1), Condensatore raffreddato ad acqua e torri di raffreddamento;
2. **Servizi ausiliari:** Adduzione acque, Impianto di chiarificazione, Impianto demi, Raccolta e trattamento acque in uscita; caldaie ausiliarie.

#### 4.1. Fase 0: Linee adduzione gas naturale

Il gas naturale, fornito tramite metanodotto, ad una pressione variabile tra 4 e 7 MPa, alimenta una stazione di filtrazione/riduzione composta da un gruppo di filtrazione, misura fiscale e riscaldamento, con due gruppi di riduzione a differenti pressioni rispettivamente per l'alimentazione di

- Turbogas a 2,3 MPa;
- Caldaie ausiliarie a 0,2 MPa.

L'intera stazione è ubicata all'aperto con recinzione in muratura, accessibile per mezzo di cancello lucchettato con ulteriore uscita d'emergenza.

Essa è composta da un collettore di alimentazione proveniente da rete, 2 filtri, 2 gruppi misura fiscale volumetrici (UTF), 2 riscaldatori a vapore, 1 riscaldatore elettrico, 2 gruppi di riduzione. Il tutto è collegato da tubazioni e valvole. La stazione è equipaggiata di un separatore di liquidi (*scrubber*) sulla linea alimentazione turbogas e di un serbatoio raccolta condense. Valvole di sicurezza proteggono le apparecchiature.

Un gascromatografo permette inoltre di monitorare la composizione chimica e il potere calorifico del combustibile mediante analisi in linea del gas naturale in ingresso.

Alla capacità produttiva, nelle condizioni di massimo carico, è previsto un utilizzo da parte della centrale di Sarmato di 38.042 Sm<sup>3</sup>/h di gas naturale, per un totale di 310.420 \* 10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup>/anno. Il consumo complessivo



di gas naturale nel corso del 2008 è stato pari a  $102.514 * 10^3 \text{ Sm}^3$  (i valori sono riferiti ad un PCI di 8250 kcal/Sm<sup>3</sup>).

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

La fornitura di gas all'impianto è operativa in continuo.

#### Sistemi di regolazione e controllo

- Due gruppi di riduzione (con sistema meccanico operante in automatico) in parallelo per la decompressione del gas naturale, ognuno capace del 100% della portata necessaria al funzionamento del TG;
- La linea di distribuzione del gas naturale è equipaggiata con valvole di blocco e valvole di intercetto azionabili sia da DCS che da locale (ingresso stazione di riduzione) in caso di fughe.
- Sistema di misura fiscale gas naturale in entrata all'impianto (sistema di misura, gas cromatografo e strumenti di riserva che permettono di ricavare i consumi anche nei casi in cui il sistema di misura principale non è funzionante);
- 2 misuratori interni di portata del gas naturale uno per il turbogas e uno per le caldaie ausiliari. L'utilizzo di tali sistemi è limitato al solo uso interno, viste anche le caratteristiche tecniche delle apparecchiature impiegate.
- Le linee di distribuzione gas naturale sono equipaggiate con rilevatori di fughe gas.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Questa fase non produce alcun tipo di sostanza inquinante.

#### Flussi di materia ed energia associati

Trasporto (Ingresso e uscita) dei seguenti combustibili:

- *Gas Naturale;*

Si può inoltre avere la produzione della seguente tipologia di rifiuti:

- *Filtri sulla zona di arrivo del gas naturale (codice CER 150202\*)*

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 0.

**Tabella 4: Flussi di materia ed energia associati alla FASE 0**

Ingresso		Alla capacità produttiva	Effettivi anno 2008
Gas naturale <sup>(1)</sup>		38.042 Sm <sup>3</sup> /h 310.420 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno	32.505 Sm <sup>3</sup> /h 102.514 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno
Uscita		Alla capacità produttiva	Effettivi anno 2008
Gas naturale (PCI 34.541,1 kJ/Sm <sup>3</sup> )		310.420 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno	102.514 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno
Rifiuti prodotti	Filtri esauriti gas naturale	100 kg <sup>(2)</sup>	0

**Note:**

<sup>(1)</sup> Valori riferiti a PCI di riferimento pari a 8250 kcal/Sm<sup>3</sup>. Il consumo volumetrico effettivo di gas naturale per l'anno 2008 è stato pari a 100.110x 10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup>/anno, avente un PCI pari a 8448,13 kcal/ Sm<sup>3</sup>

<sup>(2)</sup> Sostituzione dei filtri in funzione del grado di sporcamento del gas naturale.

## 4.2. Fase 1: Gruppo di produzione principale

### Modalità di funzionamento

Il gruppo di produzione elettrica è composto da una Turbina a Gas (TG), un Generatore di Vapore a Recupero (GVR) e una Turbina a Vapore (TV) con un alternatore montato in asse con la TG e la TV. La potenza elettrica lorda alla capacità produttiva è pari a circa 182 MWe in assetto di pura condensazione.

La condensazione del ciclo vapore è effettuata mediante un condensatore ad acqua raffreddata da un circuito chiuso a torri evaporative.

Il **gruppo turbogas** è composto essenzialmente da un compressore assiale, una turbina a gas, un motore di lancio per l'avviamento e da un gruppo di utenze ausiliarie. La turbina a gas, installata nel 1997, è di tipo MS9171E di GE ed ha una potenza di circa 124,5 MW<sub>E</sub>. Per questa tipologia di turbine, il rendimento elettrico di macchina è di circa 34,1% in condizioni ISO.

Il combustibile utilizzato è gas naturale, prelevato dalla rete e ridotto alla pressione di 2,3 MPa. Il compressore assiale serve per l'alimentazione e la compressione dell'aria comburente al sistema di combustione e per il raffreddamento ed è azionato direttamente dalla turbina a gas. L'aria comburente viene prelevata dall'atmosfera e preventivamente subisce un trattamento di filtrazione delle impurità prima della compressione ed invio in camera di combustione.

La portata media di gas naturale utilizzata dalla turbina a gas è prevista pari a circa 38.042 Sm<sup>3</sup>/h alla capacità produttiva dell'impianto, per un totale di 310.420 x 10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> annui.

La portata media di aria atmosferica umida utilizzata nel processo di combustione alla capacità produttiva è prevista pari a circa 1.547 t/h.

Il sistema di combustione è costituito da una serie di bruciatori DLN (*Dry Low NO<sub>x</sub>*), capaci di ridurre le emissioni di NO<sub>x</sub> ai livelli minimi ottenibili con la tecnologia disponibile mediante la riduzione dei picchi di temperatura tramite premiscelazione dell'aria e del combustibile.

La turbina è dotata di un cabinato per l'assorbimento del rumore prodotto dalla macchina in modo da limitare l'emissione sonora. All'interno del cabinato sono inoltre presenti i seguenti sistemi ausiliari: uno skid regolazione gas alimento, un motore di lancio per l'avviamento, un serbatoio olio di lubrificazione, un sistema rilevazione incendio e un sistema di rilevazione presenza gas. Quest'ultimo genera il blocco macchina e l'areazione del cabinato mentre la rilevazione di incendio genera il blocco della macchina, la chiusura delle serrande di areazione e la scarica di fluido estinguente FM200.

I principali componenti ausiliari della turbina a gas sono:

- Sistema di aspirazione aria completo di filtrazione multistadio, silenziatori, ecc.;
- Sistema di scarico completo di condotto e giunto di accoppiamento con il generatore di vapore;
- Cabinato insonorizzato per l'alloggio della turbina a gas e dei relativi ausiliari completo di sistema antincendio e ventilazione;
- Sistema di rotazione lenta della turbina a gas;
- Sistema olio di lubrificazione (valido anche per l'alternatore);
- Sistema di lavaggio on/off line del compressore;
- Sistema di comando e controllo della turbina a gas e dei relativi ausiliari interconnesso con il Sistema di Controllo Distribuito centralizzato nella centrale.

Nella sezione TG viene utilizzato olio che svolge azione lubrificante ed idraulica e raffreddamento in prossimità di zone soggette ad elevato scambio termico.

Alla turbina a gas è associato l'**alternatore G1**, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

I gas prodotti nella combustione del gas naturale, dopo l'azionamento della turbina a gas, vengono convogliati attraverso un condotto al **Generatore di Vapore a Recupero (GVR)** per sfruttarne il contenuto termico. I gas in uscita dalla turbina e in ingresso al GVR hanno una temperatura di circa 546 °C

Il GVR produce vapore a due a diversi livelli di pressione:

- Alta pressione (7,5 MPa 485 °C)
- Bassa pressione ( 0,8 MPa 195 °C)

Sia il vapore prodotto nella sezione di alta che quello di bassa vengono inviati su apposite linee alla turbina a vapore per la produzione di energia meccanica.

Sia durante la fase di avviamento che in caso di arresto turbina vapore intervengono in automatico due linee di by-pass, opportunamente attemperate, con due salti di riduzione della pressione da 7,5 a 0,8 MPa e da 0,8 alla pressione del condensatore 0,006 MPa. Questo sistema permette di convogliare la produzione della caldaia completamente al condensatore in caso di blocco o avvio/fermata della turbina a vapore.

Il GVR, nelle sue sezioni AP e BP, è altresì provvisto di drenaggi e sfiati automatici per assicurare la corretta circolazione del vapore nei fasci tubieri durante le fasi di avviamento.

La turbina a vapore è inoltre predisposta per lo spillamento di vapore a 0,65 MPa, precedentemente utilizzato per fornire vapore tecnologico allo zuccherificio Eridania.

Una volta ceduto il calore al GVR, i gas della combustione vengono espulsi in atmosfera ad una temperatura di circa 100 °C attraverso un camino di 35 m di altezza e di 5 m di diametro. Lungo il camino è installata la sonda di prelievo per il sistema di monitoraggio in continuo di NO<sub>x</sub>, CO e O<sub>2</sub>, come previsto dal D.Lgs. 152/06.

Il *blow-down* del GVR, opportunamente raffreddato, viene inviato al sistema di raccolta acque reflue.

La **turbina a vapore** a doppio stadio, di costruzione NUOVO PIGNONE su licenza SIEMENS, ha una potenza nominale meccanica pari a 62,9 MW ed è corredata dai seguenti gruppi ausiliari:

- gruppo olio lubrificazione;
- gruppo olio regolazione;
- gruppo gland condenser;
- condensatore;
- gruppo pompe estrazione condense;
- gruppo pompe vuoto;

La TV è anch'essa accoppiata all'**alternatore G1** per mezzo di un giunto autosincronizzante. In particolare è stato realizzato l'accoppiamento tra turbina a gas, turbina a vapore e alternatore sullo stesso asse, utilizzando quindi un solo alternatore con relativo trasformatore di potenza e trasformatore ausiliario invece della soluzione tradizionale con doppio alternatore, uno per la turbina a gas e uno per la turbina a vapore, con relativi trasformatori.

L'alternatore è raffreddato da un circuito chiuso ad aria, raffreddata a sua volta dall'acqua del circuito chiuso di raffreddamento ausiliari.

L'energia elettrica viene generata dall'alternatore G1 alla tensione di 15 kV e successivamente elevata dal **trasformatore T1** alla tensione di 220 kV. L'energia in uscita dal trasformatore T1 viene convogliata ad una sottostazione blindata che provvede allo smistamento verso le linee aeree TERNA.

Oltre che dalla potenza meccanica generabile dal TG e dalla TV, l'energia elettrica prodotta dall'alternatore G1 è variabile in funzione delle condizioni di esercizio e delle condizioni stagionali.

La condensazione del vapore esausto a valle della turbina avviene tramite un **condensatore** raffreddato ad acqua (proveniente dalla vasca torri evaporative) di costruzione NUOVO PIGNONE su licenza SIEMENS a superficie ed a flusso radiale della potenzialità di 99,7 Gcal/h (pressione di condensazione nominale pari a 60 mbar). Le condense vengono raccolte nel pozzo caldo del condensatore e reimpiegate nel ciclo di produzione del vapore opportunamente integrate con acqua demineralizzata prodotta dalla Centrale.

L'acqua utilizzata per il reintegro del bacino delle torri di raffreddamento proviene dal canale di scarico della Centrale ENEL "La Casella". Solo in caso di emergenza idrica è previsto l'utilizzo di nr.3 pozzi. L'acqua in ingresso viene preventivamente trattata in un impianto di chiarificazione e inviata alla torre evaporativa attraverso 3 filtri a sabbia della portata di 90 m<sup>3</sup>/h ciascuno.

L'acqua industriale inviata al condensatore e alle varie utenze di Centrale viene raffreddata dall'aria ambiente in una torre evaporativa di tipo *wet-dry*, di fornitura SPIG.

Il sistema delle **torri evaporative** è composto di quattro celle, indipendenti tra di loro e suddivise in più sezioni per dosare il raffreddamento in funzione del carico termico da asportare anche in relazione alle condizioni dell'aria ambiente.

Il tipo di torre wet-dry permette di ridurre al minimo la visibilità del pennacchio di vapore. Questo tipo di torre, è costituita da una sezione wet, del tutto analoga ad una classica torre a umido, cui si aggiunge, nella parte alta della torre stessa, una sezione denominata dry.

L'aria asporta il calore a contatto con l'acqua frazionata che cade dalle canale di distribuzione nel catino quale fonte fredda del sistema. Questa garantisce il raffreddamento del condensatore e di tutti gli ausiliari di centrale (olio di lubrificazione e di comando delle turbine a gas e a vapore, compressori dell'aria strumenti e servizi, le pompe vuoto). La torre è equipaggiata con due pompe di rilancio per i circuiti ausiliari (650 m<sup>3</sup>/h 110 kW 380V), tre pompe di rilancio per il circuito del condensatore (6500 m<sup>3</sup>/h 350 kW – 6000 V), quattro ventilatori di raffreddamento (110 kW 380V) e stazioni di pompaggio reagenti.

La torre evaporativa riesce a smaltire una potenza termica di circa 127 MW.

La sezione wet è costituita da una sezione evaporante in cui l'acqua è a contatto diretto con l'aria di raffreddamento; per le caratteristiche intrinseche di questo tipo di raffreddamento, l'aria in uscita dalla torre è satura e quindi formerebbe un pennacchio visibile al di sopra della torre stessa.

La sezione dry è costituita da scambiatori a fascio tubiero con alettatura, all'interno dei quali l'acqua di raffreddamento viene fatta circolare prima di essere inviata alla sezione wet. Le due sezioni sono quindi collegate in serie lato acqua, mentre lato aria sono collegate in parallelo tramite un singolo ventilatore (per ogni cella) che effettua il tiraggio attraverso entrambe le sezioni. Nella parte alta della torre avviene la miscelazione dell'aria satura proveniente dalla sezione umida con l'aria secca della sezione dry: in tal modo si ottiene un'aria non più satura, arrivando a eliminare il pennacchio in quasi tutte le condizioni atmosferiche.

L'acqua di raffreddamento viene condizionata con l'aggiunta di alcuni *chemicals* (sodio Ipoclorito, disperdente anticorrosivo, acido solforico) per ottimizzare il funzionamento della torre di raffreddamento ed evitare la formazione di incrostazioni, corrosioni e depositi.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Il gruppo di produzione principale opera sul mercato dell'energia elettrica che ne stabilisce i programmi di carico. La produzione di energia risulta di conseguenza fortemente influenzata dall'effettiva domanda del mercato.

Sono inoltre previsti dei periodi di manutenzione programmata annuale e manutenzioni programmate brevi (es. cambio filtri, lavaggi off-line).

Il riferimento alla capacità produttiva è di 8.160 ore/anno, considerando circa 25 giorni di fermata manutentiva all'anno. Nell'anno 2008 le ore di funzionamento sono risultate pari a 3.154 h.

Dal 2009, a causa di un guasto individuato alla turbina a vapore, l'impianto è in funzione con il solo TG. Si prevede che l'impianto potrà rientrare in funzione a pieno regime a dicembre 2010 dopo il ripristino della turbina a vapore.

#### Sistemi di regolazione e controllo

- Sistema Mark V di regolazione e controllo della turbina a gas dedicato e fornito dal costruttore della macchina (sicurezza, produzione). Tale sistema si interfaccia con il DCS (vedi punto 12) per garantire il coordinamento e la corretta gestione del resto dell'impianto.
- Il GVR, il condensatore e le torri di raffreddamento sono interamente controllati dal DCS.
- Il sistema di regolazione, di controllo e protezione della turbina a vapore viene gestito dal DECH interfacciato con il DCS
- L'alternatore G1 è controllato da appositi quadri di controllo collegati al sistema SGE (Sistema di Gestione rete Elettrica di centrale) della CEE.
- Le emissioni in atmosfera vengono tenute sotto controllo in continuo tramite un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME), costituito da un hardware - software di misura, acquisizione, trasmissione, supervisione, trattamento, memorizzazione e validazione dei dati.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

Le emissioni del TG sono caratterizzate dalla presenza delle seguenti sostanze inquinanti:

- Ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>)
- CO

#### Flussi di materia ed energia associati

##### **Ingresso:**

- Gas naturale
- Aria atmosferica
- Reintegro acqua demi a ciclo termico
- prodotti chimici (*chemicals*): deossigenante, fosfato, alcalinizzante
- olio lubrificante
- Reintegro in vasca torri
- Chemicals torri

##### **Uscita:**

- Energia elettrica
- Fumi
- spurgo acqua da GVR

- Spurgo torri
- Evaporato torri
- I rifiuti prodotti dalla turbina a gas e turbina a vapore e smaltiti come rifiuti speciali sono:
  - Acque di lavaggio del TG (CER 161001\*)
  - Filtri olio (CER 150202\*)
  - Filtri aria Turbogas(CER 150203)
  - Olio lubrificante, idraulico

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 1.

Per quanto concerne i quantitativi di rifiuti prodotti si rimanda alla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** del presente documento e alle **schede B.11.1** e **B.11.2**, che riportano i dati complessivi di Centrale.

<b>Tabella 5: FLUSSI DI MATERIA ED ENERGIA ASSOCIATI ALLA FASE 1</b>			
<b>Ingresso</b>		<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Gas naturale <sup>(1)</sup>		38.042 Sm <sup>3</sup> /h 310.420 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno	32.505 Sm <sup>3</sup> /h 102.514 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno
Aria atmosferica umida aspirata		1.547.000 kg/h 12.623.520 t/anno <sup>(2)</sup>	1252.990 kg/h 3.951.616 t/anno
Chemicals GVR	Alcalinizzante	1 t/anno	0,8 t/anno
	Deossigenante	3 t/anno	0,2 t/anno
	Fosfato	3 t/anno	0,2 t/anno
Olio lubrificante		6,7 t/anno <sup>(3)</sup>	2,6 t/anno
Reintegro acqua demi a ciclo termico		12,5 t/h 102.000 t/anno	11,0 t/h 34.579 t/anno
Reintegro in vasca torri <sup>(3)</sup>		284 m <sup>3</sup> /h 2.316.000 m <sup>3</sup> /anno	241,4 m <sup>3</sup> /h 761.267 m <sup>3</sup> /anno
Chemicals acqua torre	Sodio Ipoclorito	193 t/anno	74,6 t/anno
	Disperdente anticorrosivo	52 t/anno	20 t/anno
	Acido solforico	320 t/anno	125 t/anno
<b>Uscita</b>		<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Energia Elettrica Lorda Prodotta		1.485.120 MWh/anno	456.532 MWh/anno
Spurgo GVR		5 t/h 40.800 t/anno	4 t/h 12.616 m <sup>3</sup> /anno
Spurgo torri		113,5 m <sup>3</sup> /h 926.400 m <sup>3</sup> /anno	103,1 m <sup>3</sup> /h 325.112 m <sup>3</sup> /anno
Evaporato		177,8 t/h 1.450.800 t/anno	145,2 t/h 458.118 t/anno
Rifiuti prodotti	Filtri Aria Turbogas	6.000 kg	565 kg

**Tabella 5: FLUSSI DI MATERIA ED ENERGIA ASSOCIATI ALLA FASE 1**

	Acque di lavaggio TG	15.200 kg	5.870 kg
	Oli esausti	6.700 kg <sup>(3)</sup>	2.550 kg
	<i>Stracci/filtri/assorbenti sporchi di olio</i>	1.600 kg <sup>(3)</sup>	630 kg
	Fumi umidi	1.235.000 Nm <sup>3</sup> /h <sup>(2)</sup>	1.000.358 Nm <sup>3</sup> /h
	NOx	57,5 kg/h <sup>(2)</sup> 468,9 t/anno	29,28 kg/h 92,36 t/anno
	CO	23 kg/h <sup>(2)</sup> 187,5 t/anno	3,58 kg/h 11,30 t/anno

**Note:**

<sup>(1)</sup> Riferito a PCI pari a 34.541,1 kJ/Sm<sup>3</sup>, comprende anche il quantitativo utilizzato nelle caldaie ausiliarie (146.723 Sm<sup>3</sup> nel 2008)

<sup>(2)</sup> I valori indicati sono stimati alle condizioni di riferimento (T<sub>amb</sub>=15 °C, P<sub>atm</sub>=1013 mbar, U.R.=60%).

I valori massimi di consumo/emissione del TG, riferito al funzionamento in condizioni invernali (T<sub>amb</sub> = 0 °C), sono invece così stimati:

- aria umida aspirata: 1.644.000 kg/h
- fumi umidi emessi: 1.312.000 Nm<sup>3</sup>/h
- NOx: 65,6 kg/h
- CO: 26,3 kg/h

Le concentrazioni di inquinanti nei fumi anidri, corrette in funzione del tenore stimato di O<sub>2</sub> (15 %) sono state considerate, alla capacità produttiva, pari ai rispettivi limiti di emissione (NOx 50 mg/Nm<sup>3</sup>, CO 20 mg/Nm<sup>3</sup>).

<sup>(3)</sup> Per quanto riguarda i quantitativi di olio utilizzato e i rifiuti oli esausti non è stata considerata la sostituzione dell'olio delle macchine principali in quanto è con cadenze superiore all'anno e determinata dalle analisi chimica dello stesso;



### 4.3. Fase 2: Sistemi ausiliari

#### Modalità di funzionamento

#### **Adduzione acque, Sistemi di Trattamento acque di processo e Impianto demi**

L'acqua utilizzata per il processo tecnologico proviene dall'**opera di presa** posta sul canale di scarico della Centrale ENEL "La Casella", posta ad una distanza di circa 2 km a Nord della Centrale. Solo in caso di emergenza idrica è previsto l'utilizzo di nr.3 pozzi limitrofi.

L'acqua grezza prelevata (portata massima autorizzata 349 m<sup>3</sup>/h) è utilizzata per il reintegro torri e raffreddamento spurghi GVR e per la produzione di acqua demineralizzata.

L'acqua di raffreddamento in circuito chiuso del condensatore e degli ausiliari viene inviata alla torre evaporativa composta di 4 celle separate.

L'acqua grezza in ingresso alla centrale alimenta un impianto di trattamento che è composto dalle seguenti sezioni:

- Impianto di chiarificazione
- n. 3 filtri a sabbia (2 in servizio, uno in stand-by)

L'**impianto di chiarificazione** delle acque è composto da una vasca di coagulazione, una di flocculazione, da un sedimentatore lamellare, una vasca di accumulo dell'acqua chiarificata, da un ispessitore fanghi e filtropressa, il tutto interconnesso da linee e pompe. L'impianto è, altresì, fornito di skid pompe per il dosaggio dei prodotti chimici. I fanghi prodotti dall'impianto di chiarificazione vengono inviati all'ispessitore dal quale attraverso apposite pompe vengono mandati ad una filtropressa collocata in un locale adiacente.

A valle dell'impianto chiarificazione, l'acqua passa per i filtri a sabbia per poi essere stoccata nel serbatoio acqua filtrata da 1200 m<sup>3</sup>. Da tale serbatoio l'acqua è prelevata per integrare la vasca delle torri e alimentare l'impianto di demineralizzazione.

L'**impianto di demineralizzazione** è basato sulla tecnologia delle resine a scambio ionico ed è costituito da due linee che si alternano in esercizio, ciascuna costituita da:

- filtri cationici per la neutralizzazione dei sali alcalini
- torri di decarbonatazione per l'eliminazione dell'anidride carbonica
- filtri anionici per la neutralizzazione delle particelle a radicale acido
- filtri a letto misto per l'eliminazione della silice

Esternamente sono installati due serbatoi in vetroresina per lo stoccaggio di acido e soda, racchiusi in vasche di contenimento. Gli scarichi derivanti dalle rigenerazioni ed eventuali perdite vengono convogliati volontariamente in una vasca eluati in cui vengono neutralizzati prima della loro immissione, previo controllo analitico, nella vasca acque reflue.

L'acqua prodotta dall'impianto di demineralizzazione viene stoccata in un serbatoio di accumulo dal quale viene prelevata per il reintegro del condensatore (3 pompe da 70 m<sup>3</sup>/h, 15 kW, 380V).

#### **Sistema di collettamento e trattamento dei reflui industriali, civili e acque meteoriche**

Le **acque reflue** del sito sono convogliate presso il punto di scarico verso il Rio Bugaglio che successivamente confluisce nel fiume Po.

In tale punto di scarico sono convogliate tutte le acque provenienti dalla vasca acque reflue ove confluiscano:

- acque nere da scarichi civili;
- acque meteoriche;
- acque di raffreddamento blow down caldaia e blow down torri;
- acque da vasca di neutralizzazione (eluati dell'impianto demi).

Una descrizione schematica degli utilizzi di acqua nella Centrale di Sarmato è riportata nella figura seguente.

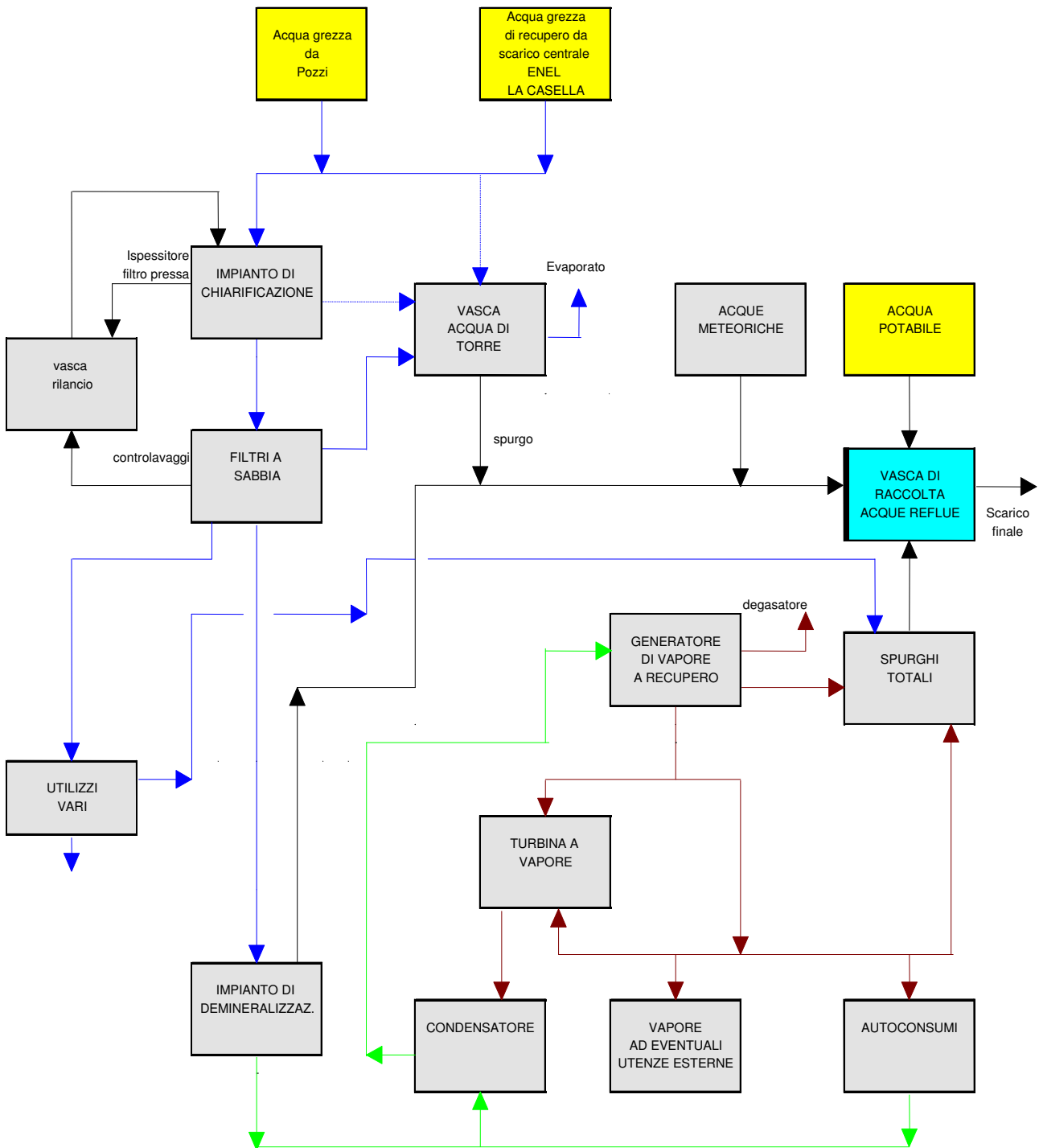


Figura 1 – Flowchart degli utilizzi di acqua nella Centrale di Sarmato

Prima dell'invio alla vasca di raccolta, le acque reflue di Centrale subiscono i seguenti trattamenti:

- Le acque meteoriche provenienti dalle aree dei trasformatori subiscono un preventivo passaggio in vasca trappola opportunamente dimensionata.
- Le acque igienico-sanitarie sono convogliate in una vasca asettica tipo Imhoff.
- Le acque di rigenerazione dell'impianto di demineralizzazione vengono preventivamente neutralizzate in vasca di neutralizzazione.

### **Caldaie ausiliarie**

Le 2 caldaie ausiliarie di emergenza (CALORTEC) hanno una capacità produttiva pari a 3 t/h di vapore ciascuna alla pressione di 0,6 MPa – T=160°C e sono alimentate a gas naturale con potenza termica nominale al focolare pari a 2050 kW.

L'alimentazione a gas naturale è descritta nella **sezione 4.1**.

### **Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento**

Gli impianti di chiarificazione e demineralizzazione sono in funzione in continuo in condizioni normali 24/24 h per 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione o di fermata della Centrale.

Le caldaie ausiliarie vengono utilizzate in modo discontinuo durante le fasi di avvio/arresto impianto e per i servizi essenziali di centrale in caso di inattività del gruppo principale (in media circa 1800 h ciascuna nel corso del 2008).

### **Sistemi di regolazione e controllo**

- Il sistema di controllo degli impianti di chiarificazione e demineralizzazione delle acque viene gestito totalmente dal DCS.
- La neutralizzazione delle acque provenienti dalla rigenerazione dei letti misti avviene nell'apposita vasca attraverso il dosaggio di acido cloridrico e idrossido di sodio e monitoraggio in continuo del pH.
- Il controllo degli scarichi viene effettuato on-line dal DCS, tramite la misura in continuo di pH, e temperatura.
- In occasione di ogni scarico, viene effettuato il controllo dei seguenti parametri: pH, cloro totale, cloruri, conducibilità, temperatura e solidi sospesi. Lo scarico è effettuato solo in caso di esito favorevole di tali controlli.
- Controlli analitici periodici delle acque di processo.
- Analisi annuali complete ai sensi del D.Lgs. 152/2006 eseguite da un laboratorio esterno accreditato.

### **Tipologia di sostanze inquinanti**

Lo scarico idrico delle acque industriali è caratterizzato dalla presenza delle seguenti sostanze considerate significative perché potenzialmente influenzate dall'attività produttiva:

- **Cloruri;**
- **Cloro Attivo.**

Flussi di materia ed energia associati**Ingresso:**

- acqua grezza prelevata dal canale di scarico della Centrale ENEL “La Casella” .
- Spurgo GVR
- Spurghi torre
- Acqua da acquedotto
- Acque meteoriche

**Uscita:**

- Reintegro acqua demi a ciclo termico
- Reintegro acqua torre
- Scarico a Rio Bugaglio

Per il funzionamento dell'impianto di chiarificazione e dell'impianto di demineralizzazione si impiegano le seguenti sostanze chimiche (*chemicals*):

Impianto di chiarificazione:

- Ipoclorito di sodio
- Cloruro ferrico
- Polielettrolita

Impianto di demineralizzazione:

- acido cloridrico utilizzato per la rigenerazione delle resine cationiche
- soda caustica utilizzata per la rigenerazione delle resine anioniche
- bisolfito di sodio

I principali rifiuti prodotti dagli impianti di trattamento acque, smaltiti come rifiuti speciali sono:

- Fanghi da impianti di chiarificazione delle acque (CER 190902)
- Fanghi da serbatoi settici (CER 200304)
- Resine a scambio ionico esauste (codice CER 190905).

La seguente Tabella riassume i flussi di materia ed energia della Fase 3. Per ulteriori dettagli in merito ai rifiuti prodotti si rimanda alla **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** del presente documento e alle **schede B.11.1** e **B.11.2**, che riportano i dati complessivi di Centrale.

**Tabella 6: Flussi di materia ed energia associati alla FASE 2**

<b>Ingresso</b>		<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Ingresso acqua grezza da canale di scarico della Centrale ENEL "La Casella"		309 m <sup>3</sup> /h <sup>(1)</sup> 2.520.000 m <sup>3</sup> /anno	253 m <sup>3</sup> /h 799.000 m <sup>3</sup> /anno
Spurgo GVR		5 m <sup>3</sup> /h 40.800 m <sup>3</sup> /anno	4 m <sup>3</sup> /h 12.616 m <sup>3</sup> /anno
Spurgo torri		113,5 m <sup>3</sup> /h 926.400 m <sup>3</sup> /anno	103 m <sup>3</sup> /h 325.112 m <sup>3</sup> /anno
Acque meteoriche <sup>(2)</sup>		12.770 m <sup>3</sup> /anno	14.000 m <sup>3</sup> /anno
Acqua da acquedotto		3.000 m <sup>3</sup> /anno	988 m <sup>3</sup> /anno
Chemicals chiarificatore	cloruro ferrico	116 t/anno	44,5 t/anno
	ipoclorito di sodio	193 t/anno	74,6 t/anno
	polielettrolita	5,2 t/anno	2 t/anno
Chemicals impianto demi	acido cloridrico	138 t/anno	53,3 t/anno
	soda caustica	94 t/anno	36,1 t/anno
	Bisolfito di sodio	63 t/anno	24,4 t/anno
<b>Uscita</b>		<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Acqua Demi a ciclo termico		12,5 m <sup>3</sup> //h 102.000 m <sup>3</sup> /anno	11 m <sup>3</sup> /h 34.579 m <sup>3</sup> /anno
Reintegro acqua di torre		283,8 m <sup>3</sup> /h 2.316.000 m <sup>3</sup> /anno	241,4 m <sup>3</sup> /h 761.267 m <sup>3</sup> /anno
Scarico a Rio Bugaglio		133,0 m <sup>3</sup> /h 1.085.000 m <sup>3</sup> /anno	112,8 m <sup>3</sup> /h 355.870 m <sup>3</sup> /anno
Rifiuti	Fanghi da impianti di chiarificazione delle acque <sup>(3)</sup>	200 t/anno	76,99 t/anno
	Resine a scambio ionico esauste	5 t/anno	-

**Note:**

<sup>(1)</sup> Il consumo orario è stato calcolato dividendo il quantitativo annuo di acqua prelevata alla capacità produttiva per le ore di funzionamento della Centrale (8160 h). La portata prelevata può aumentare fino al limite massimo autorizzato di 97 l/s (349 m<sup>3</sup>/h) in presenza di particolari condizioni qualitative dell'acqua prelevata (ad esempio per elevata torbidità).

<sup>(2)</sup> Le acque meteoriche sono state stimate considerando una superficie impermeabilizzata pari a 18.200 m<sup>2</sup> e precipitazioni annue, alla C.P. e per l'anno 2008, rispettivamente pari a 701.6 mm (media ultimo decennio) e 767,2 mm (media 2008).

<sup>(3)</sup> La quantità di fanghi prodotti dal processo di chiarificazione è legata alla qualità dell'acqua in ingresso

## 5. Altri sistemi ausiliari

### 5.1. Trasformatori e sottostazione elettrica

#### Modalità di funzionamento

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore associato alla turbina a gas ed alla turbina a vapore (G1) passa dapprima attraverso un trasformatore elevatore:

- T1 – 15/220 kV 202 MVA;

ed in seguito viene inviata tramite cavidotto alla stazione elettrica blindata, collegata alla rete di trasmissione nazionale.

Sulle sbarre di uscita dell'alternatore è derivato un trasformatore riduttore 15/6 kV - 8 MVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari in media tensione.

Sono inoltre presenti tre trasformatori riduttori 6/0,4 kV per l'alimentazione dei servizi ausiliari in bassa tensione.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

I trasformatori e la sottostazione elettrica sono in funzione in continuo in condizioni normali 24/24 h per 365 giorni all'anno, ad esclusione dei periodi di manutenzione specifici relativi alla sottostazione.

#### Sistemi di regolazione e controllo

- la regolazione e il controllo vengono gestiti dal sistema SGE (Sistema di Gestione rete Elettrica di Centrale) della CEE;
- Il sistema di protezione è garantito da apparecchiature installate nei quadri locali e interfacciate con il Sistema di Gestione rete Elettrica di Centrale.

#### Tipologia di sostanze inquinanti

- I trasformatori utilizzano olio dielettrico non contenente PCB e PCT;

### 5.2. Gruppo elettrogeno di emergenza

La Centrale è dotata di un gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio avente potenza nominale pari a 750 kVA. Il gruppo elettrogeno è predisposto per il funzionamento ad impianto fermo, in caso non sia possibile l'approvvigionamento di energia elettrica dalla Rete Nazionale. Il consumo di gasolio nel corso del 2008 è risultato pari a 2700 kg, per la maggior parte utilizzato durante le prove di funzionamento.

#### Tempi di avvio e arresto e periodicità di funzionamento

Ad eccezione delle condizioni di emergenza, il gruppo elettrogeno entra in funzione esclusivamente in due occasioni:

- con cadenza settimanale per un tempo di circa 2 ore in modalità "a vuoto";
- con Centrale ferma, una prova a carico (2 ore a vuoto e 1 ora a carico) ogni 4 settimane.

## 6. Bilancio globale di massa ed energia

La seguente Tabella riassume i flussi complessivi di materia ed energia relativi all'intera centrale.

Per ulteriori dettagli riguardo ai chemicals consumati e ai rifiuti prodotti si rimanda a quanto indicato nella scheda B.11.1 e B.11.2.

<b>Tabella 7: Bilancio globale dei flussi di Materia ed Energia</b>		
<b>Ingresso</b>	<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Gas naturale (PCI 34.541,1 kJ/Sm <sup>3</sup> )	310.420 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno	102.514 x 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /anno
Gasolio	3 t/anno	2,7 t/anno
Aria atmosferica umida aspirata nei combustori	12.623.520 t/anno	3.951.616 t/anno
Ingresso acqua grezza da canale di scarico della Centrale ENEL "La Casella"	2.520.000 m <sup>3</sup> /anno	799.000 m <sup>3</sup> /anno
Prelievo da acquedotto	3.000 m <sup>3</sup> /anno	988 m <sup>3</sup> /anno
Acque meteoriche	12.770 m <sup>3</sup> /anno	14.000 m <sup>3</sup> /anno
Chemicals GVR	7 t/anno	1,2 t/anno
Chemicals Acqua Torre	565 t/anno	220 t/anno
Chemicals Chiarificatore	314 t/anno	121 t/anno
Chemicals Impianto demi	295 t/anno	114 t/anno
Olio lubrificante	6,7 t/anno	2,6 t/anno
<b>Uscita</b>	<b>Alla capacità produttiva</b>	<b>Effettivi anno 2008</b>
Energia Elettrica Lorda Prodotta	1.485.120 MWh/anno	456.532 Mwh/anno
Scarico a Rio Bugaglio	1.085.000 m <sup>3</sup> /anno	355.870 m <sup>3</sup> /anno
Evaporato	1.450.800 t/anno	458.118 t/anno
Rifiuti	pericolosi	30 t/anno
	non pericolosi	258 t/anno
Fumi umidi	1.235.000 Nm <sup>3</sup> /h	1.000.358 Nm <sup>3</sup> /h
NOx	468,9 t/anno	92,36 t/anno
CO	187,5 t/anno	11,30 t/anno

## 7. Confronto pluriennale del regime di funzionamento della Centrale (2005/2009)

Nel presente paragrafo viene effettuato un confronto del regime di funzionamento della Centrale nell'ultimo quinquennio disponibile, in base ai principali parametri operativi registrati dall'anno 2005 all'anno 2009.

L'energia lorda prodotta complessivamente dalla centrale, le corrispondenti ore di parallelo e le ore di normale funzionamento dei singoli TG sono state le seguenti:

Regime di funzionamento della Centrale						
	u.m.	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Energia Lorda prodotta</b>	MWh	1.182.116	1.066.015	945.904	456.532	22.315
<b>Ore di funzionamento</b>	h	7.739	7.102	6.499	3.154	265

Per quanto riguarda i principali ingressi in Centrale (consumi di gas naturale, materie prime ausiliarie e prelievi idrici):

Entrata						
	u.m.	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Gas naturale (PCI 34.541,1 kJ/Sm<sup>3</sup>)</b>	10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	260.154	236.473	210.930	102.514	7.211
<b>Acqua da canale di scarico della Centrale ENEL "La Casella"</b>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	1.846	1.700	1.514	799	230
<b>Gasolio</b>	t	0,2	0,4	0,5	2,7	0,3
<b>Chemicals</b>	t	737.0	582.5	555.1	453.7	79.1
<b>Olio lubrificante</b>	t	2,2	5,0	19,5	2,6	5,0

Infine, le uscite dalla Centrale (energia prodotta, emissioni in aria, scarichi idrici e rifiuti prodotti) sono così riassumibili:

Uscita							
	u.m.	2005	2006	2007	2008	2009	
<b>Energia Lorda prodotta</b>	MWh	1.182.116	1.066.015	945.904	456.532	22.315	
<b>NOx</b>	t	220.17	193.12	174.35	92.36	7.58	
<b>CO</b>	t	59.62	22.50	28.42	11.30	0.96	
<b>Acqua scaricata nel Rio Bugaglio</b>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	674.50	609.80	594.68	355.87	183.00	
<b>Rifiuti prodotti</b>	<b>A recupero</b>		243.54	241.87	160.35	90.47	4.93
	<b>A smaltimento</b>	t	35.00	25.96	13.69	19.76	4.89



## 8. Logistica di approvvigionamento delle materie prime e di spedizione dei prodotti finiti

Il gas naturale viene approvvigionato mediante tubazioni dedicate direttamente dalla rete di prima specie, e decompresso presso due gruppi di riduzione a differenti pressioni per l'alimentazione della turbina a gas e delle caldaie ausiliarie.

L'energia elettrica prodotta al netto degli autoconsumi è completamente immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale alla tensione di 220 kV, tramite cavidotto che collega il trasformatore elevatore alla stazione elettrica blindata ubicata all'interno del perimetro della Centrale.

## 9. Manutenzione

Il processo di manutenzione può essere suddiviso in manutenzione ordinaria, manutenzione preventiva e manutenzione per fermate programmate. La manutenzione ordinaria e preventiva è affidata ad imprese esterne.

### Manutenzione per fermate programmate

Annualmente viene programmata una fermata per eseguire manutenzioni periodiche su specifiche parti di impianto.

Le attività che generalmente vengono svolte durante la fermata programmata sono:

- Revisione TG (combustione, parti calde e generale);
- Manutenzione alternatore (parziale, generale);
- Manutenzione ausiliari TG (sistema lubrificazione e raffreddamento);
- Sostituzione filtri aspirazione TG;
- Manutenzione TV (parziale, generale);
- Ispezione cuscini TV;
- Manutenzione ausiliari TV (sistema lubrificazione, di raffreddamento e tenute);
- Trattamento e filtrazione olio cassone TG e TV;
- Ispezione interna condotto fumi e GVR;
- Verifica/taratura valvole di sicurezza;
- Verifica spessimetrie tubazioni;
- Manutenzione valvole e pompe;
- Ispezione circuito acqua e vapore (acqua di raffreddamento a ciclo chiuso);
- Pulizia condensatore e scambiatori;
- Pulizia vasche;
- Manutenzione impianto antincendio;
- Verifica/taratura valvole motorizzate e di regolazione;
- Taratura strumenti di controllo, regolazione e protezione;
- Manutenzione trasformatori;
- Controllo/taratura protezioni elettriche;
- Verifica batterie e gruppi di continuità;

- Manutenzione cassette e motori elettrici;
- Controllo sistemi di supervisione impianto (DCS-SCS-PLC).

Altri interventi di manutenzione che non necessitano di una fermata generale per essere eseguiti vengono programmati con cadenza variabile.

### **Manutenzione ordinaria e preventiva**

Le attività che generalmente sono svolte durante la manutenzione ordinaria e/o preventiva sui seguenti particolari:

- Manutenzione valvole impianto demi;
- Manutenzione pompe dosatrici impianto chiarificata;
- Manutenzione pompe dosatrici torre raffreddamento;
- Eliminazione perdite da impianti di stoccaggio prodotti chimici;
- Manutenzione pompe rilancio;
- Sostituzione cuscinetti motori elettrici piccola potenza;
- Eliminazione perdite aria, vapore, acqua demi, chiarificata, grezza, raffreddamento;
- Manutenzione compressori;
- Pulizia refrigeranti;
- Ingrassaggio macchinari rotanti;
- Sostituzione olio componenti rotanti;
- Manutenzione riduttori torre evaporativi;
- Manutenzione pompe sommerse vasche di centrale;
- Pulizia resine impianto demi;
- Sostituzione filtri circuito olio Tg e Tv;
- Badernature valvole circuito vapore, acqua.

Le attività che generalmente vengono svolte durante la manutenzione preventiva sulle seguenti particolari:

- Controllo Boroscopico come da procedure Edison per valutare condizioni Tg;
- Controlli Cnd particolari GVR;
- Revisione macchinari principali in funzione delle ore lavorative come pompe alimento, estrazione condensato, ricircolo acqua condensatore, riduttore torre.

## 10. Condizioni di avviamento e transitorio e blocchi temporanei

### 10.1. Avviamento dell'impianto

L'avviamento dell'impianto avviene mediante una sequenza prestabilita di azioni che si susseguono con un ordine cronologico ben definito. L'avviamento può essere eseguito a caldo o a freddo, ma in ogni caso la sequenza differisce solo sui tempi di riscaldamento e presa carico.

Durante la fase iniziale viene predisposto l'allineamento di tutte le utenze d'impianto (livelli caldaia, strumentazione, lubrificazione e raffreddamento utenze) e vengono verificati i consensi e le logiche di avviamento.

Inizialmente si avviano le caldaie ausiliarie che consente di inviare vapore alle tenute della turbina a vapore e di realizzare il vuoto nel condensatore.

Successivamente si avvia la turbina a gas che percorre la rampa di accelerazione e, una volta raggiunta la velocità di sincronismo (3.000 giri/min), si ha la chiusura del parallelo con la rete.

La presa di carico avviene in modo graduale e seguendo una rampa prestabilita.

Una volta reso disponibile, il vapore prodotto dal GVR viene sfiorato nel condensatore tramite i by-pass, fino a quando non sono raggiunti valori adeguati di surriscaldamento del vapore per l'avviamento della turbina a vapore.

A seguito di ciò, si ha il riscaldamento della cassa valvole della turbina a vapore, la presa giri della turbina a vapore con parallelo di rete, presa di carico ed inserimento del vapore di bassa pressione.

Il minimo tecnico è fissato alla potenza lorda del ciclo combinato (prodotta da TG e TV su di un unico generatore) di 125 MW, valore al di sopra del quale l'impianto è da considerarsi in normale funzionamento e al di sotto del quale è sicuramente in fase di avviamento o fermata. Lo SME (Sistema Monitoraggio Emissioni) valida e archivia le misure delle concentrazioni degli inquinanti al raggiungimento del minimo tecnico.

### 10.2. Fermata dell'impianto

La fermata dell'impianto avviene mediante una sequenza prestabilita di azioni che si susseguono con un ordine cronologico ben definito.

Conseguentemente all'inizio delle fasi di fermata, si ha la diminuzione del carico della turbina a gas e della turbina a vapore.

In seguito, si ha l'esclusione della portata del vapore di bassa pressione dalla turbina a vapore. Il vapore prodotto dal generatore di vapore a recupero viene gradualmente sfiorato verso il condensatore tramite i by-pass disponibili.

A 15 MW, come raccomandato dal costruttore, si ha il blocco della Turbina a vapore. Successivamente a quello stadio si ha l'uscita dal parallelo di rete della turbina a gas, con l'attivazione del viratore, la rottura del vuoto del condensatore e l'attivazione del viratore sulla turbina a vapore.

Il tempo trascorso dall'inizio delle attività di fermata con la centrale a pieno regime alla conclusione di tali attività è di circa 1 ora. La durata delle operazioni in regime di transitorio, con funzionamento al di sotto del minimo tecnico, è di circa 20 min.

### 10.3. Frequenza prevedibile di avvio/arresto TG

La Centrale di Sarmato opera sul mercato dell'energia, che ne stabilisce i programmi di carico, pertanto non è possibile prevedere il numero di avviamenti/fermate poiché è funzione delle esigenze del mercato.

E' invece possibile indicare un numero minimo di avviamenti/fermate per ogni macchina sulla base delle statistiche d'impianto relative a disservizi ed esigenze di manutenzione. I dati relativi a tale statistica sono riportati nella tabella seguente.

Tale tabella è in linea con quanto stabilito nella definizione della capacità produttiva, con cui sono stati stimati gli impatti e le ricadute emmissive, che prevede il funzionamento al massimo carico del TG per 8.160 ore/anno.

<b>FERMATE/AVVIAMENTI alla Capacità Produttiva</b>	
<b>Turbogas</b>	<b>Numero/anno</b>
TG	10

Nella seguente tabella viene riportata una analisi storica della frequenza di fermate/avviamenti della Centrale di Sarmato durante gli ultimi 3 anni disponibili (2007, 2008, 2009).

Si ribadisce come il numero di fermate/avviamenti della Centrale siano influenzati dai programmi di carico stabiliti dal mercato dell'energia, oltre che dalle necessità di manutenzione programmata..

Si tenga inoltre in considerazione come l'anno 2009 non sia rappresentativo del funzionamento normale della Centrale, in quanto determinato da un guasto individuato alla turbina a vapore e dal conseguente funzionamento a regime ridotto necessario per le relative attività di manutenzione straordinaria.

<b>FERMATE/AVVIAMENTI 2007 ÷ 2009</b>			
<b>Anno</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009<sup>(1)</sup></b>
<b>Fermate</b>	<b>49</b>	<b>97</b>	<b>24</b>

#### **10.4. Emissioni di inquinanti nelle fasi di avviamento/fermata TG**

I grafici e le tabelle proposte nel paragrafo hanno lo scopo di illustrare l'andamento delle concentrazioni di inquinanti emessi al camino nelle fasi di avviamento e fermata del Turbogas.

##### Avviamenti

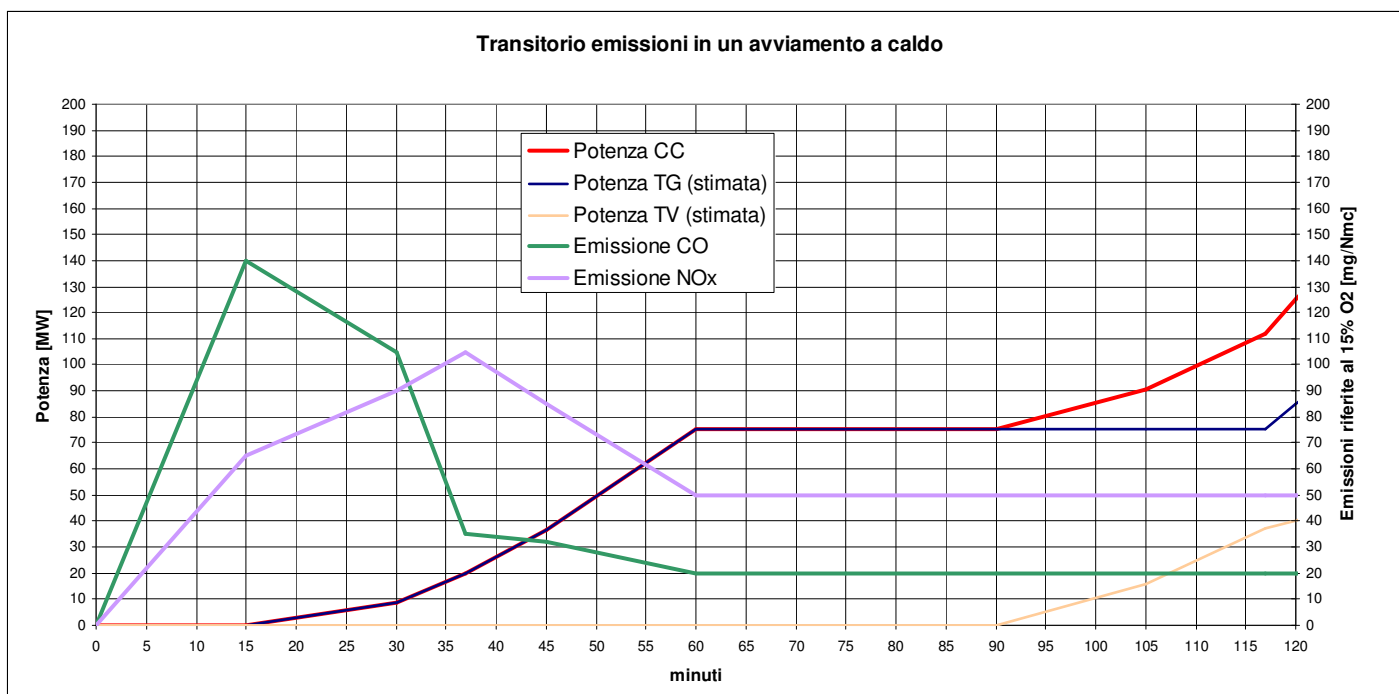
Come accennato al paragrafo 10.1, a seconda della durata della fermata, si possono distinguere due diverse tipologie di avviamento:

- avviamento a caldo, a valle di una fermata notturna;
- avviamento a freddo, a valle di una fermata nel fine settimana o più lunga.

Di seguito si riportano le tabelle e i grafici che illustrano l'andamento delle concentrazioni di emissioni inquinanti (NOx e CO) in funzione del carico della centrale, con indicazione anche dei tempi di avviamento tipici.

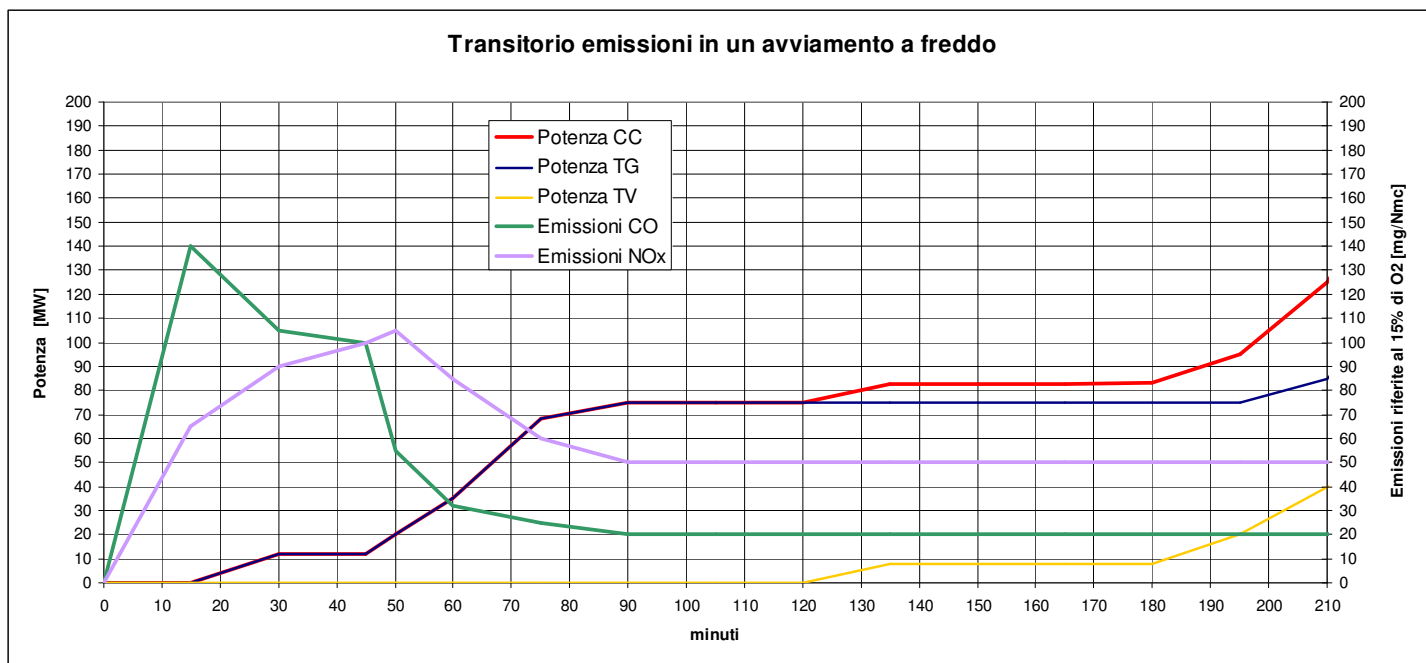
AVVIAMENTO A CALDO			
minuti	Emissione CO 15% O2 [mg/Nmc]	Emissione NOx 15% O2 [mg/Nmc]	Potenza CC [MW]
0	0	0	0 (*)
30	105	90	9 (*)
60	20	50	75 (*)
90	20	50	80 (*)
120	20	50	125

(\*) Potenza derivante dalla sola Turbina a Gas.



AVVIAMENTO A FREDDO			
minuti	Emissione CO 15% O2 [mg/Nmc]	Emissione NOx 15% O2 [mg/Nmc]	Potenza CC [MW]
0	0	0	0 (*)
30	105	90	11 (*)
60	32	85	35 (*)
90	20	50	75 (*)
120	20	50	75 (*)
150	20	50	83
180	20	50	83
210	20	50	125

(\*) Potenza derivante dalla sola Turbina a Gas

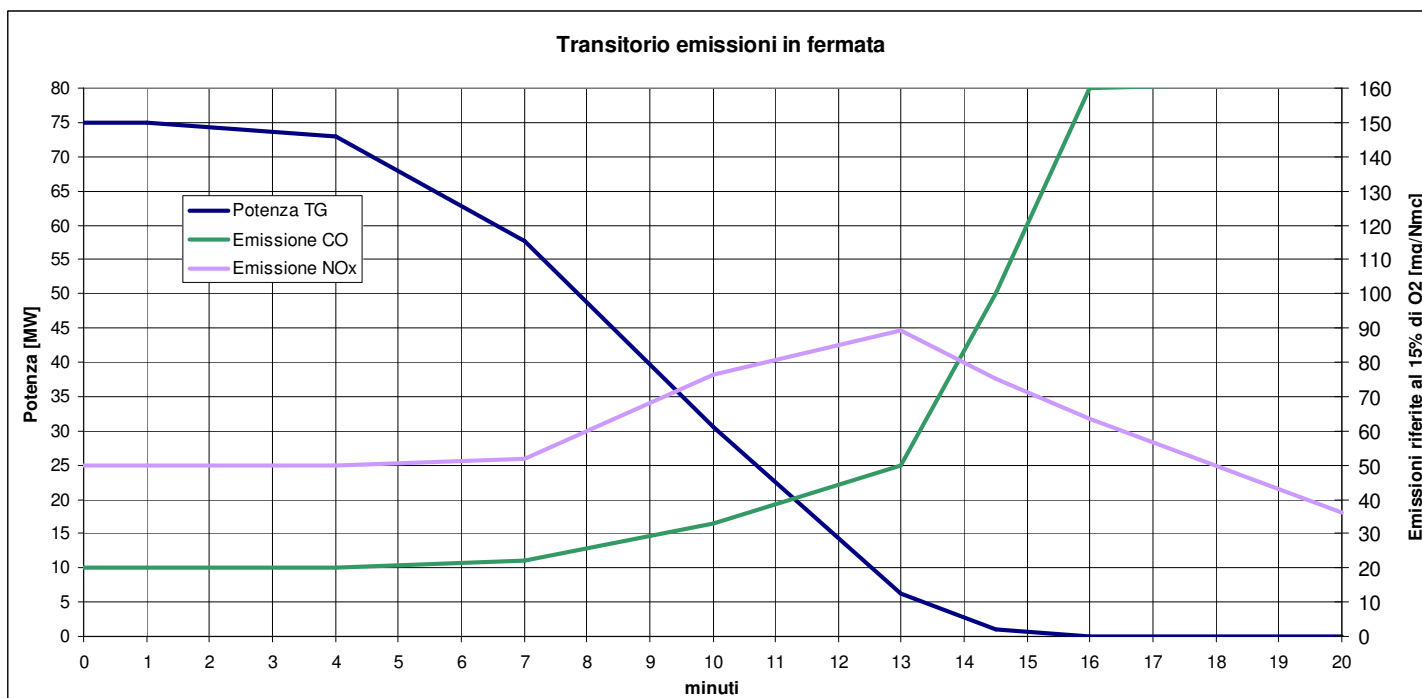


I tempi riportati nelle tabelle sono indicativi e possono subire variazioni in funzione del tempo effettivo di fermata e dalla temperatura raggiunta dai materiali alla fine della fermata stessa.

Fermate

La fermata delle macchine avviene sempre nello stesso modo seguendo un trend di carico ed emissioni descritto dalla seguente tabella e nel successivo grafico:

FERMATA TG			
minuti	Emissione CO 15% O2 [mg/Nmc]	Emissione NOx 15% O2 [mg/Nmc]	Potenza CC [MW]
0	20	50	75
5	20	50	70
10	32	77	30
15	126	70	2
20	160	30	0



Nota: i tempi di avviamento/fermata vanno riferiti solo al transitorio che porta il carico del ciclo combinato da 0 a minimo tecnico (95 MW) e viceversa, il tempo di variazione di carico tra minimo tecnico e massimo carico varia in funzione del programma di mercato. I valori riportati sono quelli riferiti alle capacità tecniche di modulazione del carico.

## 11. Gestione dei malfunzionamenti

La Centrale di Sarmato ha adottato procedure per la gestione delle emergenze, comprese quelle ambientali, con lo scopo di definire le responsabilità, gli iter procedurali e le modalità di scambio delle informazioni con le autorità competenti, con le altre centrali e tra il proprio personale, per evitare il ripetersi dei disservizi e comunque per un continuo miglioramento della gestione dei disservizi stessi.

La Centrale ha predisposto un Piano di Emergenza, che comprende anche le emergenze ambientali, con lo scopo di fornire uno strumento operativo per classificare le situazioni di possibile emergenza e per fronteggiarle qualora si dovessero verificare. Tale Piano è stato distribuito al personale e alle imprese esterne.

Annualmente sono previste prove di simulazione sulle risposte alle emergenze, coinvolgendo il personale della Centrale e tutti i terzi presenti, secondo quanto previsto nel Piano di Emergenza.

Le situazioni di emergenza ambientale che sono state previste per la Centrale di Sarmato non costituiscono, in ogni caso, un pericolo per la salute e l'incolumità della popolazione residente, in quanto è sempre possibile intervenire in tempi brevi per mettere in sicurezza gli impianti e limitare la durata e l'estensione dell'emergenza. Nel seguito sono riassunte le situazioni di emergenza individuate come significative ai fini ambientali.

Il flusso delle comunicazioni e l'analisi degli eventi, in caso di infortuni, inquinamenti ambientali, incendi ed esplosioni, avviene secondo quanto riportato nelle nuove procedure Edison. Inoltre, in caso di incidente ambientale, l'Organizzazione comunica al Comitato – sezione Emas ed all'APAT la descrizione dell'evento incidentale occorso e la dichiarazione contenente le modalità, i tempi di risoluzione ed i provvedimenti adottati per la mitigazione degli impatti ambientali.

### ***Rottura tubazione gas naturale***

La rottura della tubazione di gas naturale non comporta rischi significativi né per l'ambiente né per le persone, in quanto esistono sistemi di controllo (appositi sensori di fughe gas all'interno del cabinato della turbina a gas, allarmi di bassa pressione gas naturale in arrivo dal metanodotto) che intervengono segnalando l'anomalia per attuare la chiusura delle valvole ed isolare la parte di tubazione interessata dalla perdita.

### ***Emissioni in atmosfera superiori ai limiti autorizzati***

Nel caso di avaria del sistema di controllo per la riduzione delle emissioni con conseguente incremento delle emissioni in atmosfera, in particolare di ossidi di azoto, viene diminuito il carico e/o eventualmente fermata la Centrale.

### ***Rottura tubazione vapore***

Questa situazione di emergenza riguarda esclusivamente l'operatività della Centrale, senza alcun pericolo per l'ambiente circostante e la popolazione. Il personale interno è addestrato a fronteggiare tale tipo di emergenza ed è dotato di dispositivi di protezione individuali.

### ***Contaminazione terreno***

Nel caso di spargimenti accidentali sul terreno, sono previste procedure di intervento per ridurre l'impatto sull'ambiente e comunque circoscriverlo all'interno della Centrale, impedendo la fuoriuscita di inquinanti attraverso gli scarichi e per effettuare le comunicazioni alle autorità competenti.

### ***Scarichi idrici***



Il sistema di controllo prevede che, prima del superamento del limite autorizzato, inizino le procedure di riduzione di carico degli impianti fino, se necessario, alla fermata. Lo scarico è effettuato solo in caso di esito favorevole di controlli analitici effettuati sui parametri più significativi.

***Incendio dei trasformatori o di parti di impianto***

La Centrale è dotata di dispositivi antincendio automatici, approvati dai Vigili del fuoco, che intervengono per lo spegnimento mediante acqua e gas inerti.

La Centrale è dotata di affidabili sistemi di controllo, protezione e supervisione, che sovrintendono al corretto esercizio dell'impianto evitando, attraverso l'uso estensivo di sequenze automatiche, sia funzionamenti non previsti a progetto, sia penalizzazioni dovute ad eventuali riduzioni di rendimento, sia emissioni in atmosfera fuori della norma.