

**RELAZIONE TECNICA
DEI PROCESSI PRODUTTIVI**

INDICE

1. Ubicazione Descrizione dell'impianto e relativa evoluzione.....	3
1.1. <i>Ubicazione.....</i>	<i>3</i>
1.2. <i>Attività e Capacità Produttiva.....</i>	<i>4</i>
2. Descrizione tecnica del ciclo produttivo.....	6
2.1. <i>Capacità massima di produzione e quantità prodotta.....</i>	<i>8</i>
2.2. <i>Linee produttive, descrizioni delle apparecchiature e relative condizioni di funzionamento.....</i>	<i>9</i>
2.2.1. <i>I gruppi di generazione.....</i>	<i>9</i>
2.2.2. <i>Sistema di combustione – Turbina a gas.....</i>	<i>10</i>
2.2.3. <i>Sistema vapore.....</i>	<i>10</i>
2.2.4. <i>Linea fumi.....</i>	<i>11</i>
2.2.5. <i>Generatori elettrici.....</i>	<i>12</i>
2.2.6. <i>Trasformatori.....</i>	<i>12</i>
2.2.7. <i>Stazione elettrica di centrale.....</i>	<i>12</i>
2.2.8. <i>Infrastrutture elettriche e linee di trasporto dell'energia elettrica connesse alla centrale termoelettrica a ciclo combinato.....</i>	<i>13</i>
2.2.9. <i>Controllo, supervisione e monitoraggio stazione elettrica.....</i>	<i>13</i>
2.2.10. <i>Sala manovra e sistemi di regolazione e controllo.....</i>	<i>14</i>
2.2.11. <i>Sistema Combustibile.....</i>	<i>14</i>
2.2.12. <i>Sistema di Raffreddamento.....</i>	<i>15</i>
2.2.13. <i>Sistema di estrazione condensato.....</i>	<i>16</i>
2.2.1. <i>Sistema acqua alimento.....</i>	<i>16</i>
2.3. <i>Fasi del processo.....</i>	<i>17</i>
2.4. <i>Periodicità di funzionamento dell'impianto - dati apparecchiature/sistemi</i>	<i>19</i>
3. Descrizione tecnica di ulteriori parti di impianto.....	28
3.1. <i>Sistemi ausiliari.....</i>	<i>28</i>
3.1.1. <i>Sistemi di Contenimento e Trattamento degli inquinanti.....</i>	<i>28</i>
3.1.2. <i>Sistema di Produzione Acqua Industriale.....</i>	<i>28</i>
3.1.3. <i>Sistema di Produzione Acqua Demineralizzata.....</i>	<i>28</i>
3.1.4. <i>Sistema Trattamento Acque Reflue.....</i>	<i>29</i>
3.1.5. <i>Sistema Antincendio.....</i>	<i>31</i>
3.1.6. <i>Sistemi di Monitoraggio Ambientale.....</i>	<i>31</i>
3.1.7. <i>Gestione dei Rifiuti.....</i>	<i>38</i>
4. Dati di funzionamento ed aspetti di esercizio degli impianti.....	39
4.1. <i>Condizioni di avviamento e transitorio con relativi consumi ed emissioni</i>	<i>39</i>
4.2. <i>Sostanze inquinanti generate durante la produzione e nei periodi di manutenzione.....</i>	<i>39</i>
4.3. <i>Manutenzione Programmata.....</i>	<i>40</i>
4.4. <i>Logistica approvvigionamento materie prime.....</i>	<i>43</i>
4.5. <i>Gestione dei malfunzionamenti ed incidenti ambientali.....</i>	<i>43</i>

1. Ubicazione Descrizione dell'impianto e relativa evoluzione

1.1. Ubicazione

Il sito previsto per l'insediamento della CTE è ubicato nella porzione pianeggiante in prossimità del limite amministrativo con il comune di Crotona la cui frazione collinare di Papanice si trova ad una distanza di circa 3 Km a Sud, di molto inferiore a quella dell'abitato stesso di Scandale.

L'area di interesse si trova ad una quota media di 40 m s.l.m. circa circondata da una quinta di rilievi dall'altezza compresa tra i 60 e i 140 m s.l.m.

Tale area, situata in loc. Santa Domenica, è raggiungibile dalla Strada Statale n. 106 Jonica, procedendo sulla strada comunale che collega la zona industriale di Crotona (Pertusola) con il comune di Scandale.

Nella Fig.1 è rappresentata, su stralcio di foglio catastale, la collocazione dell'area di impianto rispetto alle principali infrastrutture esistenti o in progetto nella stessa zona.

La superficie del lotto su cui sorge la Centrale è di 78.000 m²; l'area effettivamente occupata dall'impianto è pari a 62.500 m² con 9.400 m² di superficie coperta e 23.000 m² di area destinata a verde esterna all'impianto.

L'area prescelta, in località Santa Domenica è compatibile con l'indicazione di prossimità alle linee elettriche esistenti (380 KV) in quanto è attigua alla Sottostazione Terna "Scandale" e alla rete di trasmissione che da essa si diparte.

Per quanto riguarda l'indicazione di prossimità alle condutture di trasporto ad alta pressione del gas naturale, la rete del gasdotto nazionale (tratto Sant'Eufemia-Crotona) si trova a meno di 6 km dal sito.



Fig.1: Collocazione dell'area della Centrale rispetto alle principali infrastrutture esistenti o in progetto

1.2. Attività e Capacità Produttiva

La Centrale di Scandale è composta da 2 gruppi generatori con architettura 1+1 multialbero, ognuno dei quali costituito da una turbina a gas, un generatore di vapore a recupero (GVR), una turbina a vapore e due generatori elettrici. In questa configurazione ogni turbina è collegata ad un generatore elettrico tramite un proprio albero.

La centrale fornirà, in relazione alle condizioni ambientali di riferimento e di funzionamento previste una potenza lorda (fase PEEL) pari a circa 830 MWe ed una potenza netta (fase PEEN) pari a circa 814 MWe.

Il rapporto tra la quota trasformata in energia elettrica e l'energia totale prodotta dalla combustione del gas naturale, che rappresenta il rendimento della centrale per l'impianto in questione sarà, al netto, pari a circa il 56,5 %.

La figura. 2 riporta in modo schematico il flusso delle principali componenti del processo, mentre nella figura 3 è rappresentato il "rendering" assonometrico dell'impianto.

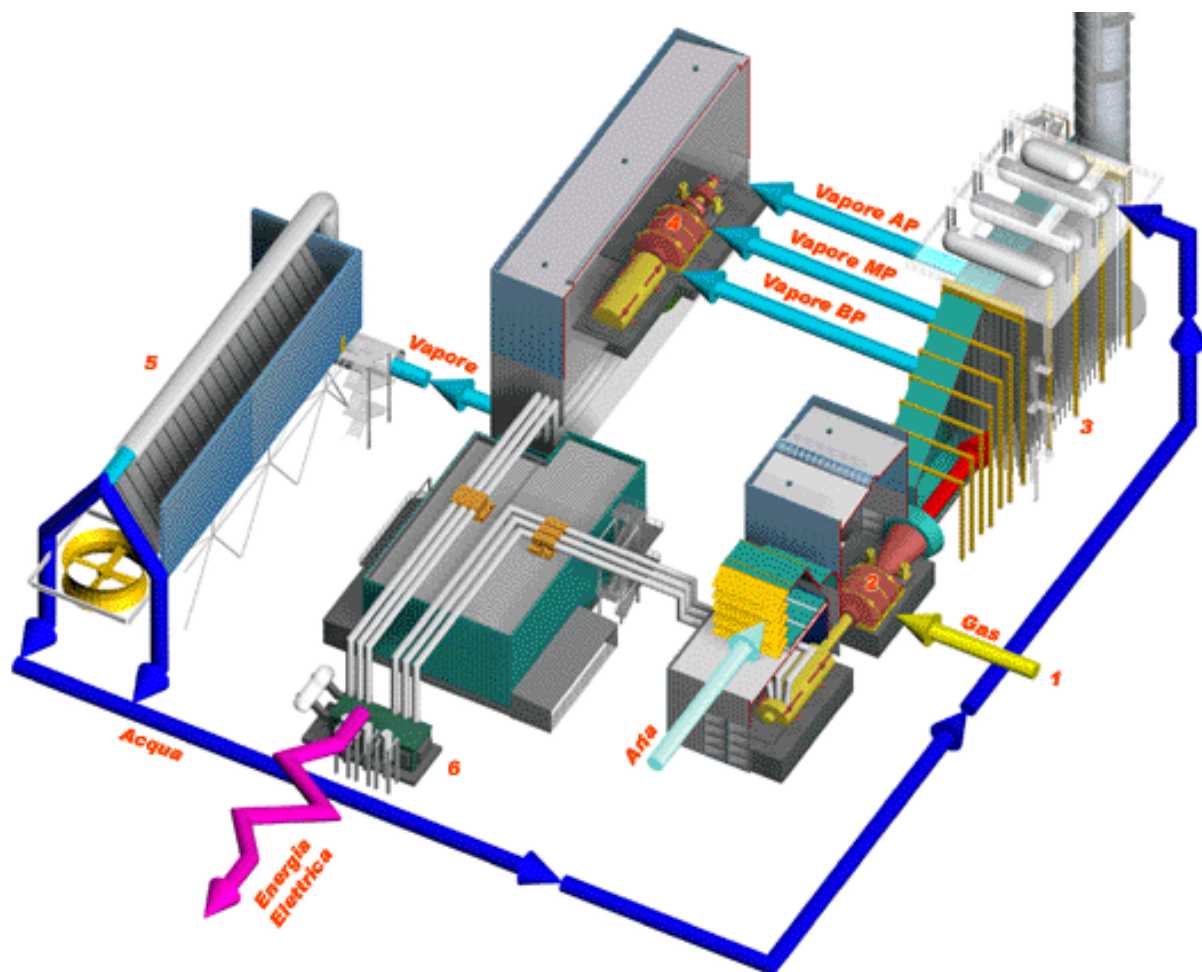


Figura 2: Illustrazione del processo.



Figura 3: Assonometria dell'impianto

2. Descrizione tecnica del ciclo produttivo

Il processo di produzione di una centrale a ciclo combinato (fase PCO) è costituito da due cicli termodinamici in cascata, sfruttando i vantaggi, in termini di rendimento, offerti dall'abbinamento del ciclo termodinamico basato sulla turbina a gas (Ciclo Brayton) con il ciclo termodinamico basato sulla turbina a vapore (Ciclo Rankine).

Nel Ciclo Brayton (Figura 4) il combustibile (in questo caso gas naturale) viene immesso in una camera di combustione e miscelato con l'aria comburente ad alta pressione fornita da un compressore assiale (fase 1 - 2); il calore viene prodotto in camera di combustione (fase 2 - 3) ed i gas di combustione si espandono all'interno della turbina a gas (fase 3 - 4) meccanicamente connessa con un alternatore che trasforma l'energia meccanica della turbina in energia elettrica; il rendimento netto del ciclo basato sulla turbina a gas risulta nel caso in esame dell'ordine del 37%.

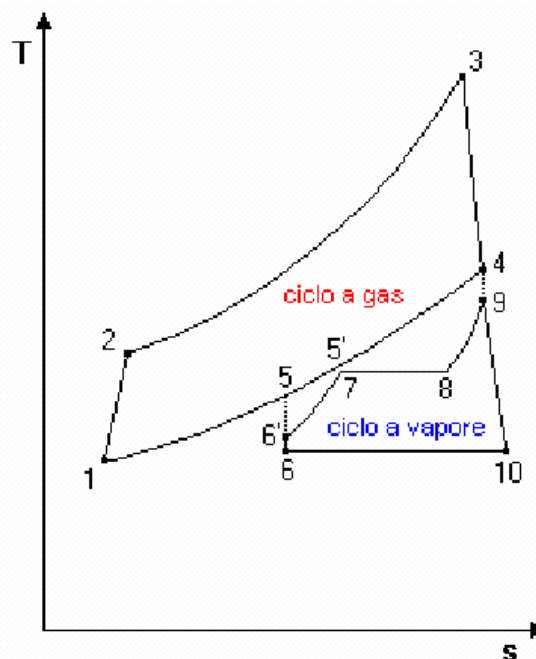
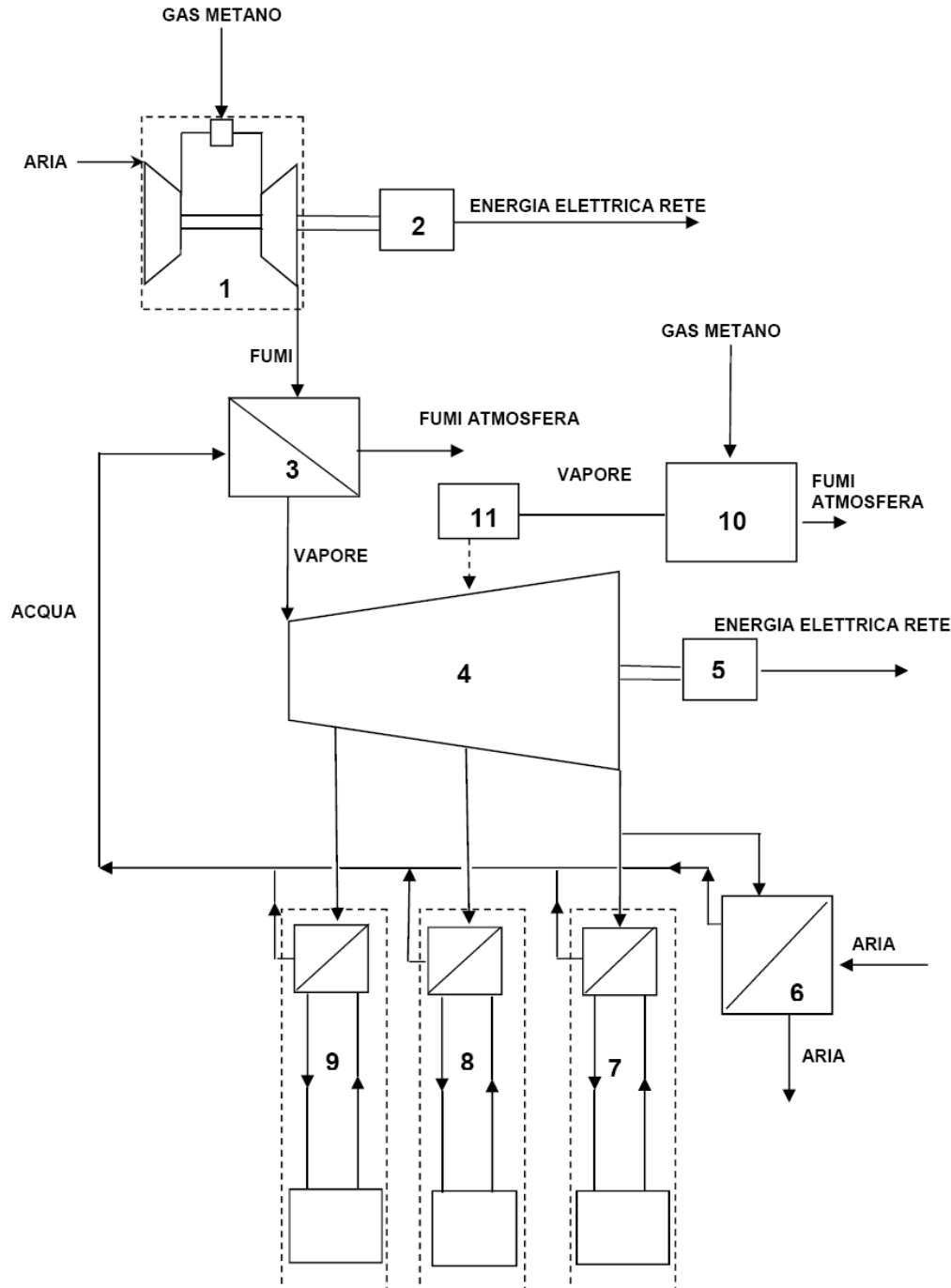


Figura 4: schema del Ciclo termodinamico.

Il Ciclo Rankine, basato sulla turbina a vapore, consente di utilizzare l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas (la temperatura di tali fumi è di circa 600°C) aumentando il rendimento complessivo del sistema. Il recupero dell'energia contenuta nei gas di scarico della turbina (TG) (fase 4 - 5) avviene all'interno del generatore di vapore (GVR) dove il calore dei fumi è utilizzato per la produzione di vapore a tre stadi di pressione (AP, MP, BP) (fase 6 - 9). Il vapore è successivamente introdotto nella turbina a vapore (TV) connessa a sua volta con un generatore elettrico (fase 9 - 10). All'uscita della turbina il vapore a bassa pressione viene raffreddato e portato a condensazione (fase 10 - 6) per essere inviato di nuovo nel generatore di vapore. Il rendimento netto del ciclo combinato proposto (rapporto tra energia elettrica prodotta e immessa in rete ed energia immessa nel sistema) risulta superiore al 56 %, misurato in condizioni standard. In Figura 5 è rappresentato lo schema dell'impianto con i principali componenti. L'impianto è anche cogenerativo. In particolare il sistema di cogenerazione è formato, per ciascun modulo, da un circuito di bassa temperatura BT (36 °C), un circuito di media temperatura MT (95 °C) ed un circuito di alta temperatura AT (145 °C).

L'impianto è stato progettato per poter essere esercito sia in assetto cogenerativo che non cogenerativo. In assetto non cogenerativo e cogenerativo con il solo sistema di BT funzionante, l'impianto raggiunge parametri di efficienza elettrica analoghi ad impianti non cogenerativi che adottano le migliori tecnologie ad oggi disponibili.



LEGGENDA

1	TURBOGAS	6	CONDENSATORE AD ARIA	11	SISTEMI AUSILIARI TV
2	GENERATORE ELETTRICO (TG)	7	CIRCUITO COGENERAZIONE BT		
3	GENERATORE VAPORE A RECUPERO (GVR)	8	CIRCUITO COGENERAZIONE MT		
4	TURBINA A VAPORE (TV)	9	CIRCUITO COGENERAZIONE AT		
5	GENERATORE ELETTRICO (TV)	10	CALADAIA AUSILIARIA		

Figura 5: Schema dell'impianto a ciclo combinato.

2.1. Capacità massima di produzione e quantità prodotta

Di seguito si riportano i dati relativi alla capacità produttiva dell'impianto:

Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Gruppo 1	Gas naturale	720	5.760.000	-	407	3.256.000	-
Gruppo 2	Gas naturale	720	5.760.000	-	407	3.256.000	-
TOTALE		1.440	11.520.000	-	814	6.512.000	-
Gruppi 1 - 2		Potenza termica sistemi di cogenerazione			BT	MT	AT
					0	0	0

Tabella 1a: Capacità produttiva dell'impianto in assetto non cogenerativo.

Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Gruppo 1	Gas naturale	720	5.760.000	-	407	3.256.000	-
Gruppo 2	Gas naturale	720	5.760.000	-	407	3.256.000	-
TOTALE		1.440	11.520.000	-	814	6.512.000	-
Gruppi 1 - 2		Potenza termica sistemi di cogenerazione			BT	MT	AT
					90	0	0

Tabella 1b: Capacità produttiva dell'impianto in assetto cogenerativo con il solo circuito BT attivo.

Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
		Potenza termica di combustione (MWt)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (MW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
Gruppo 1	Gas naturale	720	5.760.000	-	402	3.216.000	-
Gruppo 2	Gas naturale	720	5.760.000	-	402	3.216.000	-
TOTALE		1.440	11.520.000	-	804	6.432.000	-
Gruppi 1 - 2		Potenza termica sistemi di cogenerazione (MWt)			BT	MT	AT
					90	15	16

Tabella 1c: Capacità produttiva dell'impianto in assetto cogenerativo con circuiti BT, MT e AT attivi.

2.2. Linee produttive, descrizioni delle apparecchiature e relative condizioni di funzionamento

2.2.1. I gruppi di generazione

Le sezioni termoelettriche 1 e 2 sono equipaggiate da una turbina a gas, un generatore di vapore a recupero (GVR), una turbina a vapore e due generatori elettrici.

Come anticipato, le turbine a gas sono attrezzate per la combustione di gas naturale (fase ASC); la tipologia costruttiva è tale da escludere l'utilizzo di altre tipologie di combustibili; il sistema di combustione sarà di tipo DLN (Dry Low NOx) a ridottissima emissione di NOx, CO e particolato.

Il gas naturale è introdotto in camera di combustione attraverso appositi ugelli.

L'aria comburente viene prelevata dall'ambiente (fase CAC) mediante il sistema di aspirazione, costituito da filtri d'aspirazione e silenziatori in serie, e quindi convogliata nella camera di ingresso del compressore assiale.

Il compressore è caratterizzato da un elevato rapporto di compressione. Il valore di pressione in ingresso alla turbina a gas è intorno ai 16 bar.

La turbina è accoppiata direttamente con il generatore elettrico. Gli scarichi provenienti dalla turbina a gas vengono convogliati al generatore di vapore a recupero (GVR).

La turbina a vapore prevista è a due corpi, con cavalletto e con scarico verticale verso il basso.

A monte dell'espulsione (camino) dei fumi (fase EA1) verrà installato un corpo economizzatore per preriscaldare l'acqua destinata per usi diversi (cogenerazione).

Il consumo di acqua (fase PW) necessaria per il corretto funzionamento della centrale è così suddiviso:

- acqua per usi industriali vari;
- acqua demineralizzata;
- acqua potabile per i servizi;
- acqua di reintegro del sistema di raffreddamento del condensatore in torre a ciclo;
- chiuso.

Il fabbisogno complessivo di acqua industriale per gli usi vari di centrale (ad esempio per la produzione di acqua demineralizzata, per il sistema antincendio, per i vari lavaggi) è pari ad una portata media di circa 27 m³/h.

L'energia elettrica prodotta dalla Centrale (fase PEEN) viene ceduta al Gestore Nazionale (GRTN) per essere venduta sul mercato elettrico secondo la regolamentazione prevista. L'impianto è infatti collegato da una linea elettrica AT in cavo a 380 kV con l'esistente nodo (sottostazione elettrica) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di Scandale (KR).

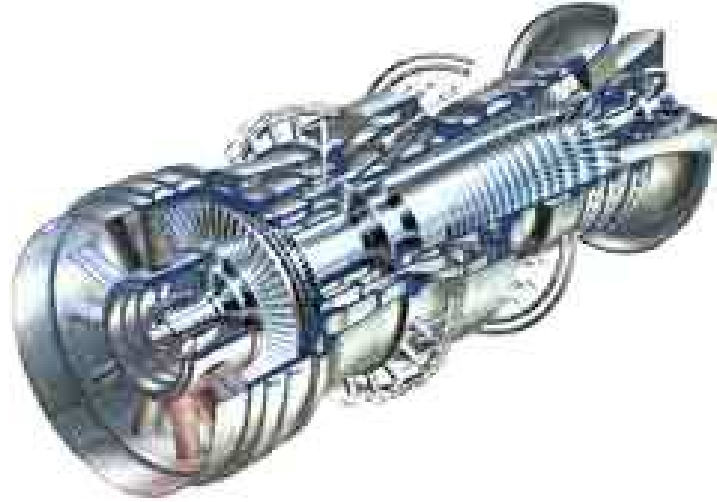


Figura 6: Turbina a Gas Alstom.

2.2.2. Sistema di combustione – Turbina a gas

La turbina a gas (Figura 6) (ALSTOM) è alimentata con gas naturale; la tipologia costruttiva è tale da escludere l'utilizzo di altre tipologie di combustibili; il sistema di combustione sarà di tipo DLN (Dry Low NOx) a ridottissima emissione di NOx, CO e particolato.

La turbina è accoppiata direttamente con il generatore elettrico ed è installata all'interno di un edificio industriale munito di carroponte di servizio per le operazioni di montaggio, manutenzione e controllo; la turbina a gas sarà provvista di completa cofanatura insonorizzante; il sistema di aspirazione dell'aria è munito di dispositivi di filtrazione e silenziatori; il sistema di scarico del gas è accoppiato con il generatore di vapore a recupero, situato all'esterno dell'edificio macchine. L'edificio è adeguatamente insonorizzato e dotato di sistemi antincendio conformi alle norme internazionali vigenti in materia.

L'impianto ad alta efficienza a ciclo combinato in esame è stato realizzato con una classe di turbine a gas dell'ultima generazione, caratterizzate da una potenza intorno a 265 MW e rendimento in condizione ISO superiori al 37%.

I dati termodinamici fondamentali, riferiti alle turbine a gas, sono riportati nel successivo paragrafo 2.4.

2.2.3. Sistema vapore

Generatore di Vapore

Gli scarichi provenienti dalla turbina a gas vengono convogliati al generatore di vapore a recupero (GVR).

Il GVR adottato è di tipo orizzontale e a circolazione assistita a tre livelli di pressione e risurriscaldatore.

Il GVR, mediante i tre circuiti di B.P. (Bassa Pressione), M.P. (Media Pressione) e A.P. (Alta Pressione), provvede a generare vapore nelle corrette condizioni di pressione, temperatura e portata in accordo alla quantità di calore resa disponibile dalla turbina a gas. Il circuito di bassa pressione, inoltre, attraverso il corpo cilindrico ed il sistema di pompe acqua alimento, provvede ad alimentare i circuiti di media ed alta pressione del GVR; il Corpo cilindrico di B.P. costituisce il serbatoio dove viene inviata tutta l'acqua necessaria al funzionamento del GVR dalle pompe di estrazione condensato. Prima di

giungere al corpo cilindrico, il condensato viene inviato alla torretta degasante, parte integrante del suddetto corpo cilindrico, per consentire la separazione dei gas e l'emissione degli stessi in atmosfera.

Ogni circuito è equipaggiato con le valvole di regolazione del livello del corpo cilindrico (B.P., M.P., A.P.) poste a valle del rispettivo banco economizzatore in modo da prevenirne l'ebollizione in ogni condizione operativa.

Il vapore prodotto nel corpo cilindrico di A.P. viene surriscaldato e successivamente inviato alla sezione di alta pressione della turbina a vapore tramite la linea vapore principale di alta pressione; il circuito vapore di alta pressione è equipaggiato con un attemperatore intermedio tra i banchi di media e alta temperatura, e con un attemperatore finale a valle del banco di alta temperatura all'uscita del GVR.

Il vapore prodotto nel corpo cilindrico di M.P. viene surriscaldato e miscelato con il vapore proveniente dalla sezione di alta pressione della turbina a vapore; il vapore così ottenuto viene inviato all'ingresso del banco risurriscaldatore e quindi ritorna alla sezione di media pressione della turbina a vapore tramite la linea vapore principale di media pressione. Il circuito di media pressione è equipaggiato con un attemperatore intermedio tra i banchi risurriscaldatori di media e alta temperatura e con un attemperatore finale a valle dei banchi di alta temperatura per il controllo della temperatura del vapore all'uscita del GVR.

Il vapore prodotto nel corpo cilindrico di B.P. viene surriscaldato e quindi inviato alla sezione di bassa pressione della turbina a vapore tramite la linea vapore principale di bassa pressione.

Turbina a Vapore

La turbina a vapore prevista (ALSTOM) è a due corpi, con cavalletto e con scarico verticale verso il basso.

E' dotata di risurriscaldamento intermedio, con estrazione del vapore dal corpo di alta pressione, invio al surriscaldamento nel generatore di vapore e successiva mandata al corpo di bassa pressione.

Tale configurazione consente un miglioramento sensibile del rendimento del ciclo termico.

La turbina è dotata di by-pass del vapore al fine di evitare il blocco dell'intero sistema nel caso di temporaneo blocco della turbina stessa. È, inoltre, munita di adeguata cofanatura insonorizzante e dei necessari sistemi ausiliari e di controllo.

I dati fondamentali, riferiti ad una turbina a vapore di riferimento, sono riportati al paragrafo 2.4.

2.2.4. Linea fumi

La Centrale ha due sorgenti di emissione continua ed una sorgente di emissione discontinua (fase EA1).

Le due sorgenti di emissione continua sono costituite dai camini delle due caldaie a recupero, mentre la sorgente di emissione discontinua è costituita dal camino della caldaia ausiliaria.

Le due canne fumarie principali avranno un'altezza di circa 55 metri ed un diametro interno di circa 6 metri al vertice.

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 nominali, con le due unità turbogas in funzione al carico nominale e la caldaia ausiliaria fuori esercizio (si ricorda che la caldaia ausiliaria verrà utilizzata solo per l'avviamento dei gruppi turbogas).

I fumi provenienti dai Generatore di Vapore a Recupero saranno convogliati ai suddetti camini alla temperatura di circa 90 °C.

2.2.5. Generatori elettrici

La configurazione 1+1 adottata prevede due generatori elettrici di taglia differente della ALSTOM.

In merito alla scelta del raffreddamento delle macchine si è deciso di adottare come soluzione di riferimento il raffreddamento ad aria. La taglia del generatore associato alla turbina a vapore (185 MVA) è pienamente compresa nel campo di applicabilità di tale tecnologia di raffreddamento, mentre il generatore associato alla turbina a gas (300 MVA) si colloca verso il margine superiore di tale campo (Top Air); tale taglia è comunque compatibile con la tecnologia attuale.

I dati fondamentali, dei generatori elettrici mossi dalle turbine a gas ed a vapore, sono riportati al paragrafo 2.4.

2.2.6. Trasformatori

Trasformatori elevatori principali

Ogni modulo è connesso alla sottostazione elettrica attraverso un trasformatore elevatore principale ternario, dimensionato per ricevere la piena potenza prodotta dai relativi generatori di TG e TV in tutte le condizioni di esercizio.

I dati di dettaglio dei trasformatori elevatori per ogni modulo sono riportati paragrafo 2.4.

Trasformatori servizi ausiliari di unità

I servizi ausiliari di unità di ciascun modulo sono alimentati da un trasformatore che collega il montante di macchina a 19 kV del generatore turbogas con la sbarra a 6.3 kV dei servizi ausiliari di unità e con la sbarra a 4.7 kV di alimentazione dei sistemi di avviamento statici delle turbine a gas. Dalla sbarra dei servizi ausiliari di unità è possibile alimentare non solo i servizi dell'unità corrispondente, ma anche i servizi generali, i servizi ausiliari della seconda unità. I dati di dettaglio sono riportati nel paragrafo 2.4

Trasformatore alimentazione da rete locale (TRL)

I sistemi ausiliari di centrale sono alimentati da un trasformatore di rete locale , che collega la rete di media tensione esterna locale col quadro media tensione-servizi generali 90BCB. Il suo utilizzo è previsto in caso di gruppi fuori servizio e in mancanza di tensione sulla rete a 400 kV.

I dati di dettaglio sono riportati nel paragrafo 2.4

2.2.7. Stazione elettrica di centrale

Il collegamento tra la CTE e la Stazione elettrica di trasformazione 380/150 kV della Terna Spa esistente a Scandale è realizzato in cavo AT interrato a semplice terna .

La consegna dell'energia prodotta dalla centrale alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) adiacente alla centrale avverrà con il collegamento a 380 kV della stazione elettrica AT di centrale, prevista con apparecchiature in esecuzione blindata (o GIS - Gas Insulated Switchgear) ed isolamento in SF6 (esafluoruro di zolfo), alle apparecchiature AT dello stallo predisposto da Terna nella stazione di Scandale, attraverso un cavo AT della lunghezza di 110 m.

La stazione elettrica di centrale, in esecuzione blindata , prevede il contenimento delle apparecchiature e delle sbarre conduttrici in involucri metallici contenenti gas dielettrico in pressione. Lo schema della connessione è progettato in accordo a quanto previsto dal Gestore delle Rete Elettrica di Trasmissione.

L'energia prodotta dai generatori elettrici associati alle turbine a gas ed alle turbine a vapore è elevata alla tensione di 380 kV dai rispettivi trasformatori elevatori principali. Lo schema elettrico unifilare della stazione di centrale, prevede un sistema a sbarra singola dal quale sono derivati i seguenti montanti:

- Montante arrivo trasformatore principale a tre avvolgimenti del modulo 1;
- Montante arrivo trasformatore principale a tre avvolgimenti del modulo 2;
- Montante linea in cavo a 380 kV verso la limitrofa Stazione elettrica Terna

Sistema di protezione

Al fine di garantire la sicurezza delle apparecchiature e scongiurare il pericolo di gravi danneggiamenti causati da situazioni anomale, eventi naturali, guasti interni o esterni, all'impianto è installato un sistema coordinato di protezione. Il sistema di protezione è realizzato in accordo alle specifiche tecniche del GRTN.

2.2.8. Infrastrutture elettriche e linee di trasporto dell'energia elettrica connesse alla centrale termoelettrica a ciclo combinato

Il collegamento tra la CTE e la Stazione elettrica di trasformazione 380/150 kV della Terna Spa esistente a Scandale avviene in cavo interrato a semplice terna da raccordare sul sistema di sbarre a 380 della Stazione stessa.

Per l'allacciamento del collegamento alle sbarre 380 kV la sezione 380 kV della Sottostazione è predisposta per inserire nuovi stalli senza difficoltà particolari.

Le principali caratteristiche nominali del cavo sono

- | | |
|---|----------------------|
| - Potenza da trasmettere | 802000 kVA |
| - Tensione nominale | 230-400 kV |
| - Tensione massima | 420 kV |
| - Frequenza nominale | 50 Hz |
| - Conduttore | anneal copper |
| - Isolamento | XLPE |
| - Schermo interno/esterno | XLPE semi conduttivo |
| - Guaina metallica | rame |
| - Portata in corrente | 500 A |
| - Corrente di corto circuito simmetrica | 50 kV |

Il percorso previsto ha uno sviluppo lineare di 110 m.

2.2.9. Controllo, supervisione e monitoraggio stazione elettrica

Il controllo e la supervisione del sistema a 380 kV è realizzato sia dalla sala controllo di centrale (Central Control Room - CCR) che dalla sala relè di sottostazione, attraverso videotermini.

Tutti i segnali analogici e digitali necessari per interfacciare l'unità remota di controllo e supervisione del GRTN trasmessi alla stazione elettrica di consegna mediante linee dati dedicate in fibra ottica.

Il monitoraggio del sistema a 380kV è affidato ad apparecchiature dedicate in grado di garantire il controllo delle prestazioni in tempo reale e consentire valutazioni quali l'analisi dei disservizi e la ricostruzione degli eventi che li hanno determinati. Le apparecchiature diagnostiche comprendono un oscillo-perturbografo ed un Registratore Cronologico degli Eventi (RCE). Il sistema è in grado di elaborare segnali analogici e digitali in accordo a quanto previsto dalle specifiche del GRTN.

La misura dell'energia prodotta è realizzata con due gruppi di misura in classe 0,2 per l'energia attiva ed in classe 0,5 per la reattiva, in accordo a IEC 60044. I gruppi di misura sono di tipo irreversibile ed allo stato solido, ed equipaggiati con trasmettitori di impulsi che vengono raccolti da un sistema di raccolta dati ed archiviati su supporto informatico. Da tale sistema è possibile estrarre i dati e generare un rapporto automatico che rappresenta ogni flusso energetico. Le informazioni possono anche essere trasmesse attraverso una linea telefonica standard.

2.2.10. Sala manovra e sistemi di regolazione e controllo

Il controllo completo della centrale è possibile dalla Sala Controllo Centralizzata (CCR-Central Control Room) attraverso stazioni provviste di videoterminali, attraverso le quali è possibile comandare tutte le operazioni di avviamento (start-up), esercizio normale e spegnimento (shutdown).

Il sistema di controllo (DCS) comprende tutti gli strumenti, gli attuatori, i controlli automatici e manuali, i sistemi di protezione ed allarme, i sistemi di acquisizione dati per la supervisione dell'intero impianto.

Il sistema di controllo e supervisione comprende:

- unità di controllo distribuito a microprocessori (controllori d'area) ridondate, che assolvono le funzioni di controllo, allarme, protezione ed interblocchi;
- controllori di processo "intelligenti" dislocati localmente;
- rete trasmissione dati ridondata;
- stazioni di controllo e supervisione (postazioni operatore e capo turno), stazione di configurazione (ingegneria);
- data server, web server;
- unità di I/O e condizionamento segnali.

Il DCS è in grado di assolvere le seguenti funzioni di base:

- Acquisizione e condizionamento dei segnali;
- Controlli in ciclo chiuso;
- Controlli in ciclo aperto e sequenze;
- Funzioni di allarme;
- Supervisione dell'impianto;
- Monitoraggio emissioni ed ambientale.

Il DCS realizza l'automazione dei seguenti sistemi principali:

- turbina a gas;
- generatore di vapore a recupero;
- vapore principale;
- turbina a vapore;
- condensatore;
- acqua di alimento;
- circuito raffreddamento ciclo chiuso;
- quadri elettrici di bassa e media tensione;
- sottostazione elettrica,
- sistemi ausiliari;
- sistema di rilevazione emissioni.

2.2.11. Sistema Combustibile

L'approvvigionamento del combustibile (gas naturale) (fase ASC) avviene tramite un gasdotto di alimentazione che inizia dall'impianto Trappole della rete di trasporto nazionale, in Contrada Vela del Comune di Crotone, per raggiungere il punto di consegna

alla centrale con un percorso interrato di 5,9 km, di cui 4,2 km in Comune di Crotone e 1,7 km in Comune di Scandale.

La condotta trasporta gas naturale con densità 0.72 kg/m³ e pressione massima di esercizio 75 bar ed avrà un potenzialità di circa 160.000 Nm³/h per l'alimentazione delle turbine a gas.

I consumi di gas per i due gruppi sono di 29,37 kg/s.

2.2.12. Sistema di Raffreddamento

Il condensatore ad aria (Figura 7) è uno scambiatore di calore di tipo "a superficie", cioè il vapore condensante cede calore all'aria, che rappresenta il mezzo refrigerante, attraverso una superficie di scambio, senza che i due fluidi vengano a contatto tra loro. In particolare il vapore scaricato dalla turbina a vapore è inviato nella parte superiore del condensatore, da dove scorre per gravità attraverso una serie di tubi alettati, che scambiano calore per convezione forzata con una grande portata di aria, che entra dalla parte bassa del condensatore (fase CAR). L'aria viene spinta attraverso i tubi alettati tramite ventilatori. Il vapore condensato è quindi raccolto nel pozzo caldo e inviato alla caldaia a recupero.

I condensatori ad aria sono normalmente costituiti da più moduli che lavorano in parallelo tra loro.

I dati fondamentali, riferiti ad un condensatore ad aria di riferimento, sono riportati al paragrafo 2.4.

Per il raffreddamento dei restanti componenti dell'impianto è stato adottato un sistema a ricircolo d'acqua completamente chiuso (CCWS) protetto con un anticorrosivo e con un antigelo. L'acqua di raffreddamento viene fatta circolare da un sistema di pompe alle varie utenze, che cedono calore all'acqua.

L'acqua riscaldata è fatta ritornare a un refrigeratore acqua/aria composto da scambiatori ad aria a ventole multiple.

Il sistema principale di acqua di raffreddamento fornisce acqua di raffreddamento alle seguenti utenze:

- Scambiatori del generatore elettrico della turbina a gas;
- Scambiatori dell'olio lubrificante della turbina a gas;
- Scambiatori del generatore elettrico della turbina a vapore;
- Scambiatori dell'olio lubrificante della turbina a vapore;
- Scambiatori di campionamento per pozzo caldo;
- Scambiatori di campionamento per il ciclo acqua/vapore;
- Scambiatori pompe alimentazione acqua AP;
- Scambiatori pompe di ricircolo del GVR;
- Scambiatori della pompa condensato;
- Scambiatori del compressore ad aria;

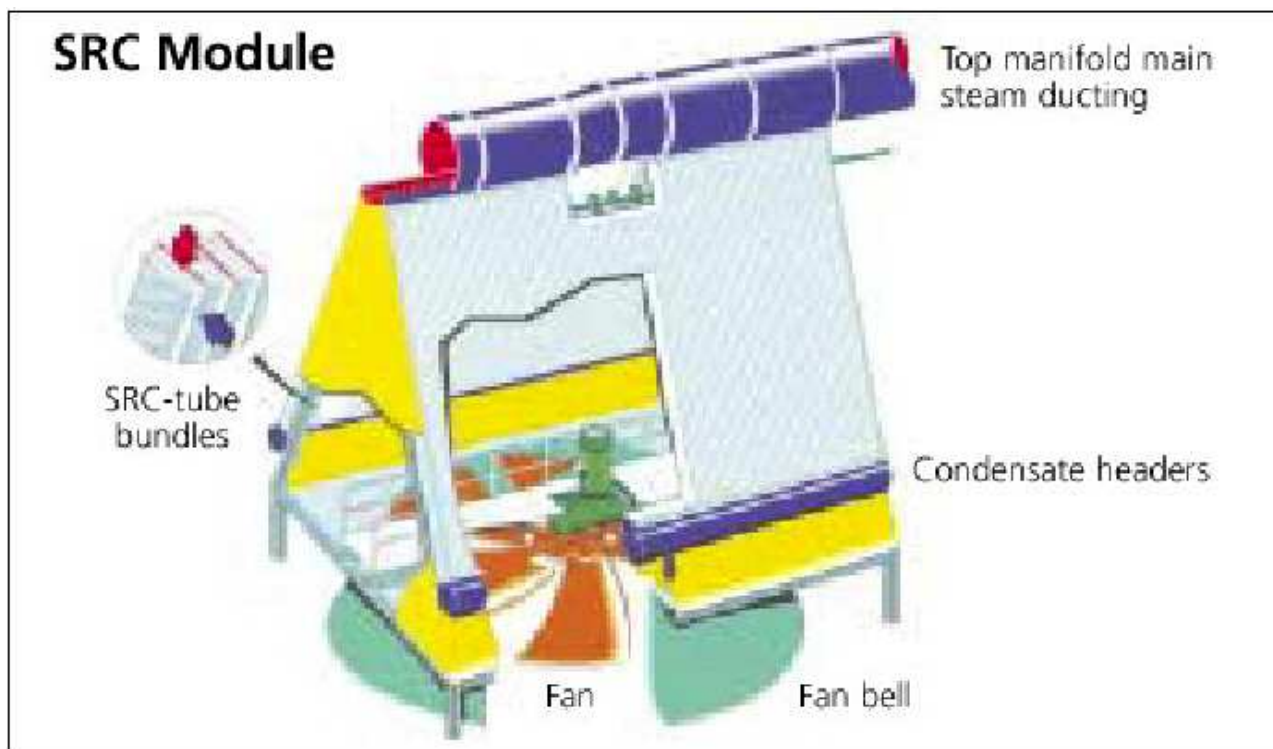


Figura 7: Condensatore ad aria

2.2.13. Sistema di estrazione condensato

Il sistema soddisfa i seguenti compiti:

- Trasferimento del condensato principale raccolto nel serbatoio del condensato del sistema condensatore raffreddato ad aria nel tamburo BP del GVR.
- Alimentazione delle stazioni di by-pass MP e BP mediante acqua di iniezione.
- Alimentazione del collettore di evaporazione, del sistema del vapore premistoppa e dello spray della cappa di scarico della turbina BP mediante acqua di iniezione.
- Alimentazione del sistema di vapore ausiliario con acqua d'iniezione.
- Raffreddamento dei condensatori dell'espulsore di servizio e del condensatore sistema vapore premistoppa.
- Compensazione di perdite del ciclo dell'acqua con acqua demineralizzata ("acqua d'integrazione").
- Scarico di acqua in eccesso che si immette nel sistema delle acque di risulta.

Il sistema è composto principalmente dal sistema del vuoto con condensatori, da n. 3 Pompe di estrazione condensato, da un condensatore vapore tenute, dalle tubazioni, dalle valvole e dalla strumentazione.

Le pompe condensato hanno una configurazione di tipo verticale. Durante il normale funzionamento sono in esercizio due pompe. La terza pompa serve come unità stand-by. La pompa stand-by viene accesa automaticamente in caso di avaria di una pompa primaria.

2.2.1. Sistema acqua alimento

La funzione del circuito di acqua di alimento è quella di portare acqua dall'economizzatore di bassa pressione ai circuiti di media ed alta pressione della caldaia a recupero. Il sistema

fornisce anche acqua agli attemperatori del vapore ausiliario e agli attemperatori del vapore surriscaldato di alta pressione.

Il sistema è composto principalmente da n. 2 pompe di ricircolazione, da un degasatore (integrato nel corpo cilindrico di bassa pressione), da n. 2 Pompe di alimento per ogni caldaia a recupero, dalle tubazioni, valvole e relativa strumentazione.

Il sistema è dotato di due pompe di alimento in parallelo con ridondanza al 100%. Per ogni pompa è prevista una linea per la ricircolazione della minima portata, poi scaricata nel corpo evaporante di bassa pressione.

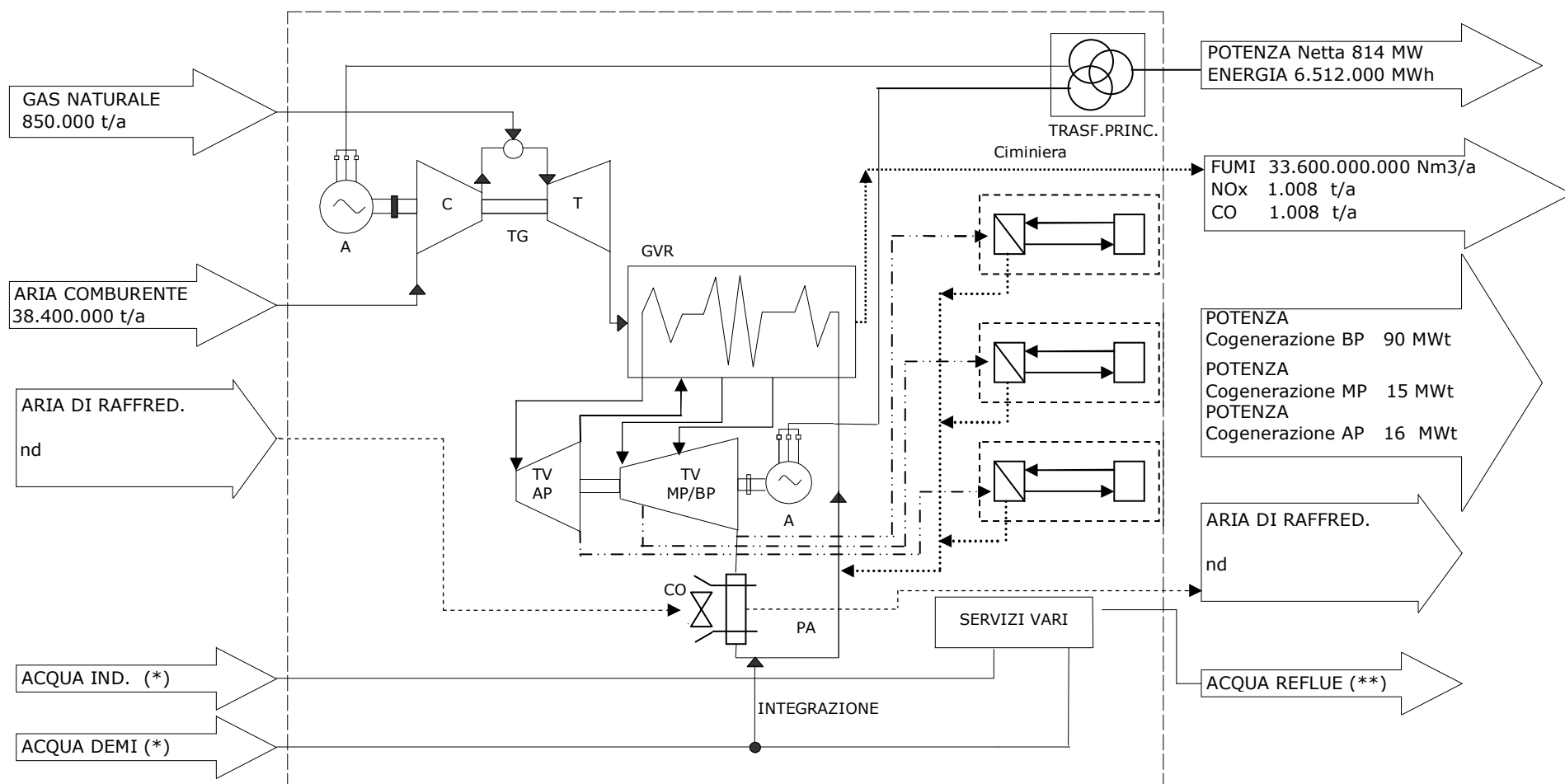
Tali pompe alimentano sia il corpo cilindrico della caldaia di alta pressione, sia il corpo cilindrico di media pressione tramite un opportuno spillamento intermedio.

Il serbatoio del degasatore, che svolge la funzione di rimuovere ossigeno e altri gas disciolti, è collocato sopra il corpo cilindrico di bassa pressione ed è dimensionato in modo da garantire una riserva di sette minuti per le pompe di alimento dell'acqua.

2.3. Fasi del processo

La descrizione delle fasi in cui è possibile ripartire il processo è schematizzata in allegato A 25, nel quale sono indicati i flussi di materie prime e di sostanze inquinanti che si generano durante l'esercizio della centrale. Il dettaglio dei vari flussi è quantificato nelle schede B1.2, B2.2, B3.2 B4.2, B5.2, B7.2, B10.2 e B 11.2 (dati alla capacità produttiva).

La rappresentazione di dettaglio dei flussi di materiali e di energia di una singola unità termoelettrica, è raffigurata nello schema di seguito riportato (figura 8), in cui sono indicati i flussi esterni in tonnellate per anno ed alcune informazioni sui flussi di energia e di vapore interni in MW e t/h.



(*) Il Consumo di acqua per tutto l'impianto, dovuta ai soli reintegri e servizi, è 216.000 m³.

(**) L'impianto non prevede scarichi idrici (impianto "zero discharge").

Figura 8: Schema di flusso di una sezione a ciclo combinato.

2.4. Periodicità di funzionamento dell'impianto - dati apparecchiature/sistemi

L'impianto di Scandale è in grado di lavorare in continuo 8000 h/anno a 800 MWe nominali, rispettando i limiti di emissione indicati nella scheda B, con la possibilità di fermare a riavviare un gruppo in max 3 ore.

Di seguito si riportano i dati costruttivi delle principali apparecchiature e dei sistemi comprensivi del nominativo del costruttore/progettista.

PARAMETRO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Costruttore		ALSTOM
Tipo		GT26/Heavy duty
Numero di giri	rpm	3000
Riduttore di ingranaggi		No
Numero stadi compressore		22
Rapporto di compressione		32:1
Numero stadi turbina		5
Potenza Netta senza perdite al generatore	kW	265.2
Potenza Netta ai morsetti del generatore	kW	262.1
Rendimento netto senza perdite al generatore	%	37.59
Rendimento netto ai morsetti del generatore	%	37.14
Flusso di scarico	Kg/s	620
Temperatura di scarico	°C	620
Consumo di calore	MW	705.7
Consumo di gas	Kg/s	15
Emissioni totali NOx	g/s	18.2
Emissioni totali CO	g/s	18.2
Emissioni totali SO2	g/s	1.2
Emissioni totali di particolato	g/s	3
Perdite in aspirazione	mbar	9
Perdite allo scarico	mbar	39

Tabella 2: Caratteristiche tecniche principali impianto della Turbina a Gas.

1 GENERAL INFORMATION

1.1 HRSG Features

- | | |
|--|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> natural circulation | <input type="checkbox"/> forced circulation |
| <input type="checkbox"/> indoor | <input checked="" type="checkbox"/> outdoor |
| <input type="checkbox"/> HRSG enclosure for weather protection | |
| <input type="checkbox"/> 1 pressure system | |
| <input type="checkbox"/> 2 pressure system | |
| <input type="checkbox"/> 3 pressure system | <input checked="" type="checkbox"/> 3 pressure system with reheat |
| <input checked="" type="checkbox"/> main stack | |
| <input checked="" type="checkbox"/> main stack damper system | |
| <input type="checkbox"/> supplementary firing system | |
| <input type="checkbox"/> SCR, CO catalyst system | |
| <input type="checkbox"/> flue gas bypass system incl. stack | |
| <input type="checkbox"/> flue gas path silencer | |
| <input type="checkbox"/> sootblower / water washing system | |
| <input type="checkbox"/> external insulation | <input checked="" type="checkbox"/> internal insulation for casing |

1.2 Construction

- modular, pre-assembled design
- site erected design
- transport
- erection

1.3 HRSG Design Code

- TRD
- ASME Press & Vessel Code, Sect.1
- EN 12952

Tabella 3: Caratteristiche generali del GVR.

2 PERFORMANCE

2.1 Heat Balance

Condition		Load case	1a	1b	1c	2	3	4	5	11	12	13
HP Steam		Units	Design	Guarantee	Guarantee	Min Tamb.	Max Tamb	Partial Load	Partial Load	Partial Load	VIGV closed	OffDes - Peak
Mass flow	1)	kg/s	88,57	88,54	88,57	89,88	86,35	63,13	57,82	51,72	42,93	91,8
Pressure	1)	bar	138,70	138,70	138,70	140,20	135,90	100,5	92,18	88,73	68,94	144,2
Temperature	1)	°C	566,4	566,4	566,4	563,3	566,4	566,4	566,4	566,3	566,4	566,4
Blow down		kg/s	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flow to attemperator		kg/s	0,2	0,2	0,2	0	2,9	4,22	4,28	5,62	4,97	0,67
IP Reheat Steam												
Mass flow	1)	kg/s	99,49	99,47	99,47	101,27	96,83	72	65,91	57,52	48,68	103,93
Pressure	1)	bar	29,32	29,19	29,25	29,81	28,5	21,24	19,46	16,87	14,41	30,65
Temperature	1)	°C	565,7	565,7	565,7	564,7	565,7	565,7	565,7	565,9	565,7	565,7
Blow down		kg/s	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flow to attemperator		kg/s	0,32	0,32	0,32	0	1,63	1,84	1,78	2,51	1,88	0,98
LP Steam												
Mass flow	1)	kg/s	7,01	7,16	6,97	7,42	6,97	4,17	3,8	2,75	1,85	6,5
Pressure	1)	bar	4,91	4,76	4,65	5,03	4,81	3,4	3,18	3,1	3,12	5,01
Temperature	1)	°C	291,6	291,1	291,5	292,5	287,2	276,5	272	268,9	257,6	295,3
Blow down		kg/s	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extraction to OTC												
Mass flow	1)	kg/s	13,97	13,96	13,97	12,39	15,29	5,32	4,23	3,07	3,39	12,6
Pressure	1)	bar	182,8	182,8	182,8	181,94	184,32	197,39	199,76	201,92	204,62	180,52
Temperature	1)	°C	279,9	279,8	279,8	281,9	275,1	263,2	258,9	253,3	242,4	282,2
Return from OTC												
Mass flow	1)	kg/s	13,97	13,96	13,97	12,39	15,29	5,32	4,23	3,07	3,39	12,6
Pressure	1)	bar	143,2	143,2	143,2	144,78	140,15	103,67	95,09	91,09	71,04	148,8
Temperature	1)	°C	467,7	468	467,8	450,4	480,2	465,8	461,3	460,7	452,6	444,6
Extraction to Gas Preheating												
Mass flow	1)	kg/s	7,46	7,51	7,56	7,81	6,83	6,08	5,59	4,77	3,59	8,12
Pressure	1)	bar	51,7	51,48	51,42	51,33	52,26	55,48	56,12	56,96	58,25	50,44
Temperature	1)	°C	190,9	190,3	189,8	192,9	187,5	173,9	170,8	165,3	162,1	191,5
Enthalpy	1)	kJ/kg	813	811	808	822	798	739	725	701	688	816
Pressure Losses HP												
LOS-feedwater to eco inlet		bar	0,73	0,73	0,73	0,75	0,70	0,37	0,3	0,25	0,17	0,79
Economizer inlet to drum		bar	3,87	3,86	3,87	4,05	3,60	2,01	1,69	1,35	0,92	4,23
Drum to LOS HP-steam		bar	5,25	5,25	5,25	5,38	4,90	3,77	3,48	2,82	2,49	5,39
Control valve DP (fully open)		bar	3	3	3	3	3,00	3	3	3	3	3
Pressure Losses IP												
LOS-feedwater to eco inlet		bar	1,03	1,03	1,03	1,12	0,92	0,67	0,55	0,49	0,27	1,24
Economizer inlet to drum		bar	0,97	0,97	0,97	1,05	0,87	0,61	0,52	0,47	0,25	1,16
Drum to LOS MP-steam		bar	1	1	1	1,12	0,75	0,62	0,55	0,49	0,3	1,06
Control valve DP (fully open)		bar	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Pressure Losses LP												
LOS-feedwater to eco inlet		bar	0,53	0,53	0,53	0,59	0,34	0,37	0,31	0,25	0,17	0,72
Economizer inlet to drum		bar	2,22	2,19	2,25	2,48	1,45	1,57	1,34	1,07	0,71	2,98
Drum to LOS LP-steam		bar	0,84	0,88	0,87	0,70	0,64	0,33	0,29	0,16	0,07	0,55
Control valve DP (fully open)		bar	2,5	2,5	2,5	2,50	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Pressure Drops Gas Side												
through HRSG system	2)	mbar	36,5	36,5	36,5	39,4	31,1	20,9	18,3	14,8	10,8	39,5
through bypass system	2)	mbar	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

LOS: limits of supply

1) at limits of supply

2) Within contractors scope of supply

Tabella 4a: Caratteristiche tecniche e dati termodinamici del GVR.

2.2 Gas Path System

Condition

Duct Burner

Burner fuel

Fuel mass flow

Flue gas outlet

Temperature after burner

Flue gas mass flow

O2

N2

CO2

H2O

AR

CO (15% O2)

SO2 (15% O2)

NOx (15% O2)

CO Catalyst

Flue gas inlet

Flue gas temperature

CO conversion

NOx Catalyst

Flue gas inlet

Flue gas temperature

NOx removal efficiency

NH3 slip (15% O2)

NH3 consumption

NH3/NOx molar ratio

Draft loss across SCR

Flue Gas Outlet

O2

N2

CO2

H2O

AR

CO (15%O2)

NOx (15%O2)

SO2 (15%O2)

SO3 (15%O2)

CO (15%O2)

Gas flow velocity

Load case

Units

-

kg/s

°C

kg/s

Vol %

Vol %

Vol %

Vol %

Vol %

ppmvd

ppmvd

ppmvd

°C

%

°C

%

ppmvd

kg/h

-

mbar

Vol %

Vol %

Vol %

Vol %

Vol %

ppmvd

ppmvd

ppmvd

ppmvd

ppmvd

ppmvd

m/s

	1	1b	1c	2	3	4	5	11	12	13
	Design	Guarantee	Guarantee	Min Tamb.	Max Tamb.	Partial Load	Partial Load	Partial Load	VIGV closed	OffDes - Peak
Burner fuel	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Fuel mass flow	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Flue gas outlet										
Temperature after burner	621,4	621,4	621,4	617,5	636,8	634,6	634,6	649,5	649,4	628,7
Flue gas mass flow	631,29	631,29	631,29	661,46	569,46	454,67	418,24	364,6	290,9	661,9
O2	11,8115	11,8115	11,8115	11,8285	11,3243	12,358	12,6453	12,744	13,066	11,659
N2	74,1107	74,1107	74,1107	74,6779	71,7647	74,4156	74,5136	74,5	73,001	74,623
CO2	4,1401	4,1401	4,1401	4,2091	4,0667	3,9035	3,7706	3,651	3,289	4,287
H2O	9,0524	9,0524	9,0524	8,3925	11,9671	8,4331	8,1803	8,214	9,771	8,54
AR	0,8853	0,8853	0,8853	0,892	0,8572	0,8898	0,8902	0,891	0,873	0,891
CO (15% O2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SO2 (15% O2)	0,87	0,87	0,87	0,88	0,85	0,80	0,78	0,74	-	0,86
NOx (15% O2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO Catalyst										
Flue gas inlet	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flue gas temperature	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CO conversion	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOx Catalyst										
Flue gas inlet	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flue gas temperature	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NOx removal efficiency	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NH3 slip (15% O2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NH3 consumption	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
NH3/NOx molar ratio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Draft loss across SCR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flue Gas Outlet										
O2	11,8115	11,8115	11,8115	11,8285	11,3243	12,358	12,6453	12,744	13,066	11,659
N2	74,1107	74,1107	74,1107	74,6779	71,7647	74,4156	74,5136	74,5	73,001	74,623
CO2	4,1401	4,1401	4,1401	4,2091	4,0667	3,9035	3,7706	3,651	3,289	4,287
H2O	9,0524	9,0524	9,0524	8,3925	11,9671	8,4331	8,1803	8,214	9,771	8,54
AR	0,8853	0,8853	0,8853	0,892	0,8572	0,8898	0,8902	0,891	0,873	0,891
CO (15%O2)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
NOx (15%O2)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
SO2 (15%O2)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
SO3 (15%O2)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
CO (15%O2)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Gas flow velocity	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

Tabella 4b: Caratteristiche tecniche e dati termodinamici del GVR.

PARAMETRO	UNITÀ DI MISURA	VALORE
Costruttore		ALSTOM
Configurazione		2 cilindri
Numero di giri	rpm	3000
Tipo di turbina		a reazione
Tipo di controllo		sliding
Potenza lorda	MW	147
Numero stadi Alta Pressione		27
Portata entrata Alta Pressione	Kg/s	85.73
Pressione entrata Alta Pressione	bar	131.5
Temperatura entrata Alta Pressione	°C	564.9
Entalpia entrata Alta Pressione	kJ/kg	3508.8
Numero stadi Media Pressione		14
Portata entrata Media Pressione	Kg/s	96.43
Pressione entrata Media Pressione	bar	27.9
Temperatura entrata Media Pressione	°C	565.1
Entalpia entrata Media Pressione	kJ/kg	3605.4
Numero stadi Bassa Pressione		6
Portata entrata Bassa Pressione	Kg/s	7.04
Pressione entrata Bassa Pressione	bar	4.6
Temperatura entrata Bassa Pressione	°C	287.6
Entalpia entrata Bassa Pressione	kJ/kg	3040.2
Portata uscita	Kg/s	104.84
Pressione uscita	bar	0.09
Temperatura uscita	°C	43.8
Entalpia uscita uscita	kJ/kg	2460
Frazione di vapore		0.95%

Tabella 5: Caratteristiche tecniche e dati termodinamici della Turbina a Vapore.

SURFACE AIR CONDENSER	Unit	Value	Notes
GENERAL			
Manufacturer:	/	SPX CT Belgium sa/nv	
Type of structure:	/	Galvanised	
Tubes and fins material:	/	See below	
Extraction system:	/	Ejectors	
Number of bundles:	#	192	
Number of tubes / bundle:	#	38	
Number of modules:	#	16	
Number of distribution manifolds:	#	4	
THERMODYNAMIC			
Cooling Air flow:	kg/s	11406	
Prevailing wind direction / velocity:	m / s	3	
Design ambient temperature:	°C	17.5	
Design relative humidity:	%	60	
Minimum ambient temperature:	°C	0	
Relative humidity at minimum ambient temperature:	%	100	
Steam pressure:	bar	0.111	
Steam flow:	kg/s	107.92	
Head losses:	bar	-	
Total thermal duty:	MW	244.256	
Start-up steam ejectors pressure:	bar	N.A.	From Atm. To 200 mbar in 15 min.
Start-up steam ejectors flow:	kg / h	Later	Motive Steam
Holding steam ejectors pressure:	bar	0.034	
Holding steam ejectors flow:	kg / h	Later	Motive Steam
COEFFICIENTS			
UA coefficient	kW/°C	15558	
Overall heat transfer coefficient	kW/(m2*°C)	0.029	
DIMENSIONS			
Max width at columns	m	49.4	
Max length at columns	m	52.2	
Main duct diameter	m	5.25	
Distribution riser diameter	m	2.8	
Fan deck level	m	21.5	
Top manifold level	m	35.2	
Top windwalls level	m	35.2	
Tube Pitch	mm	57.2	
Fouling factor	m2*K/W (on Bare Surface)	1.00E-04	
Coolant tube velocity	m/s	-	
Heat transfer area	m2	536392	
Tubes number	#	7296	
Tube length	m	10.5 / 9.5	Primary Tubes / Secondary Tubes
Number of fins per length unit	n"/m	433	
Hot well capacity	m3	later	
MATERIALS			
Tubes		Welded CS, Al Coated	
Fins		Aluminium	
FANS			
Number	#	16	
Diameter	m	10.973	
Blade material		FRP	
Type of speed reducer		Parallel Shaft Gear Box	
Nominal speed	rpm	56	Preliminary : To be confirmed
Nominal power / unit	kW	1320	At motor terminals

Tabella 6: Caratteristiche tecniche del Condensatore ad Aria.

ALTERNATORE TURBOGAS – 11/21MKA10

Costruttore	ALSTOM	
Potenza Nominale	300	MVA
Fattore di potenza nominale	0.85	
Tensione Nominale	19 - $\pm 5\%$	kV
Frequenza Nominale	50 - $\pm 2\%$	Hz
Corrente Nominale	9116	A
Numero di giri	3000	giri/min
Numero di matricola alternatore 11MKA10	HM301463	
Numero di matricola alternatore 21MKA10	HM301464	

Tabella 7: Caratteristiche tecniche del Generatore elettrico associato al Turbogas.

ALTERNATORE TURBINA VAPORE – 18/28MKA10

Costruttore	ALSTOM	
Potenza Nominale	185	MVA
Fattore di potenza nominale	0.85	
Tensione Nominale	15.75 - $\pm 7.5\%$	kV
Frequenza Nominale	50 - $\pm 2\%$	Hz
Corrente Nominale	6782	A
Numero di giri	3000	giri/min
Numero di matricola alternatore 18MKA10	HM301485	
Numero di matricola alternatore 28MKA10	HM301486	

Tabella 8: Caratteristiche tecniche del Generatore elettrico associato alla Turbina a Vapore. (mod 1 e 2)

TRASFORMATORE PRINCIPALE – 19/29BAT10

Costruttore	TAMINI	
Potenza Nominale	553/338/215	MVA @ 17.5°C
Tipo di raffreddamento	ODAF	
Tensione nominale primario	403 ±5x1.5%	kV
Tensione nominale secondario (lato TG)	19	kV
Tensione nominale terziario (lato TV)	15.75	kV
Frequenza Nominale	50	Hz
Gruppo orario	YN/d11/d11	
Numero di matricola Trasformatore 19BAT10	N°. 65829	
Numero di matricola Trasformatore 29BAT10	N°. 65830	

Tabella 9: Caratteristiche tecniche del Trasformatore Elevatore del gruppo.
TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI – 19/29BBT20

Costruttore	TAMINI	
Potenza Nominale (ONAF)	35/25/20	MVA
Tipo di raffreddamento	ONAN/ONAF	
Tensione nominale primario	19 +5 -11 x1.5%	kV
Tensione nominale secondario	6.3	kV
Tensione nominale terziario	4.7	kV
Frequenza Nominale	50	Hz
Gruppo orario	D/yn1/y1	
Numero di matricola Trasformatore 19BBT20	N°. 17240	
Numero di matricola Trasformatore 29BBT20	N°. 17241	

Tabella 10: Caratteristiche tecniche del Trasformatore per Sistemi Ausiliari.

CARATTERISTICHE ELETTRICHE				
NORME DI RIFERIMENTO		IEC 60076		
UMENRO DELLE FASI:		No.	3	
TIPO DI RAFFREDDAMENTO		ONAN <input checked="" type="checkbox"/>	ONAF1 <input type="checkbox"/>	ONAF2 <input type="checkbox"/>
GRUPPO VETTORIALE		Yyn0		
FREQUANZA NOMINALE E VARIAZIONE		[Hz / %]	50 ± 2%	
POTENZA NOMINALE	[MVA]	PRIMARIO	SECONDARIO	TERZIARIO
		5		
TENSIONE NOMINALE	[kV]	PRIMARIO	SECONDARIO	TERZIARIO
		20	6,3	
VARIAZIONI FDI TENSIONE		[%]	± 10%	/
CORRENTE NOMINALE :		[A]	144,3	458,2
MAX CORRENTE DI CTO CTO (r.m.s./PICCO)		[kA]	2,06 / 5,25	6,54 / 16,68
CLASSE DI ISOLAMENTO		A		
		AVVOLGIMENTI (METODO DELLA RESISTENZA)	OLIO PARTE ALTA	NUCLEO
MAX SOVRATEMPERATURA :		[*K]	65	60
MAX TEMPERATURA DI HOT SPOT:(absolute at 20 t°C)		[*C]	98	98
		PRIMARIO/SECONDARIO	PRIMARIO/ TERZIARIO	SECONDARIO / TERZIARIO
impedenza di cto cto	SULLA PRESA PRINCIPALE	[%] / ..	7	/
	SULLA PRESA PIU BASSA	[%] / ..	7,1	
	SULLA PRESA PIU ALTA	[%] / ..	6,92	/
IMPEDENZA E FATTORE DI POTENZA OMOPOLARE		[%] / ..	/	/
CORRENTE A VUOTO	AT 100% TENSIONE NOMINALE	[%]	0,9	
	AT 105% TENSIONE NOMINALE	[%]	1,15	
	AT 95% TENSIONE NOMINALE	[%]	0,75	
SOVRACCARICANILITA'		In Accordo con IEC 354		
CORRENTE DI MAGNETIZZAZIONE Ie/If (PICCO)		[%]	8 In	
CORRENTE DI MAGNETIZZAZIONE – COST DI TEMPO		[s]	0,5	
		COLONNE	GIOGHI	
DENSITÀ MASSIMA DEL FLUSSO MAGNETICO NEL FERRO	AT 100% TENSIONE NOMINALE	[T]	1,7	
	AT 105% TENSIONE NOMINALE	[T]	1,785	
	AT 95% TENSIONE NOMINALE	[T]	1,61	
	TRA COLONNA E GIOGO	[T]	uguali	
Avvolgimenti – DENSITA' DI CORRENTE A POTENZA MASSIMA	[A/cm ²]	PRIMARIO	SECONDARIO	TERZIARIO
		< 3,5	< 3,5	
PERDITE				
PERDITE A VUOTO	AT 100% TENSIONE NOMINALE	[KW]	6,5	
	AT 105% TENSIONE NOMINALE	[KW]	8,0	
	AT 95% TENSIONE NOMINALE	[KW]	5,85	
		ONAN	ONAF1	ONAF2
PERDITE Nota 1	100% DELLA POT. NOMINALE	[kW]	40	
	75% DELLA POT. NOMINALE	[kW]	23,3	
	50% DELLA POT. NOMINALE	[kW]	11,0	
RENDIMENTO				
		ONAN	ONAF1	ONAF2
RENDIMENTO A 75°C pf 1,0 / 0.8	100% % DELLA POT. NOMINALE	[kW]	99,08 / 98,85	
	75% % DELLA POT. NOMINALE	[kW]	99,23 / 99,04	
	50% % DELLA POT. NOMINALE	[kW]	99,34 / 99,18	

Tabella 11: Caratteristiche elettriche del Trasformatore di Alimentazione da Rete Locale

3. Descrizione tecnica di ulteriori parti di impianto

3.1. Sistemi ausiliari

Nel seguito si riporta una descrizione dei principali sistemi ausiliari della Centrale.

3.1.1. Sistemi di Contenimento e Trattamento degli inquinanti

L'impianto è dotato di un sistema di riduzione degli NOX del tipo DLN (Dry Low NOX). Il controllo avviene mediante premiscelazione dell'aria e del combustibile che consente la riduzione della temperatura di fiamma senza necessità di iniezione d'acqua o di vapore.

Le emissioni previste (fase EA1) con Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato in esercizio a piena potenza sono indicate nella tabella 12. La portata di fumi secchi al camino al 15 % di ossigeno, è di circa 2.100.000 Nm³/h a gruppo.

Camino	Portata fumi secchi Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
C1	2.100.000 (S)	NOx	63 (S)	504.000 (S)	30 (S)	15 (S)
		CO	63 (S)	504.000 (S)	30 (S)	
C2	2.100.000 (S)	NOx	63 (S)	504.000 (S)	30 (S)	15 (S)
		CO	63 (S)	504.000 (S)	30 (S)	

Tabella 12: Emissione massime previste.

Le emissioni riportate nella precedente tabella sono quelle previste in fase di esercizio con la Centrale a piena potenza. I flussi di massa indicati in tabella sono quindi quelli massimi che si potranno verificare in fase di esercizio.

Le emissioni del generatore di vapore ausiliario, utilizzato durante le fasi di avviamento della Centrale, saranno significativamente inferiori (di circa un fattore 15 per gli ossidi di azoto) rispetto a quelle di esercizio.

3.1.2. Sistema di Produzione Acqua Industriale

L'acqua industriale necessaria alle utenze della Centrale proviene dall'acquedotto (fase PW) e dall'impianto di trattamento acque "zero discharge" (fase RI). Essa è stoccata in 2 serbatoi da 1000 m³.

Dai serbatoi è prelevata, con apposite pompe, l'acqua destinata all'impianto di produzione acqua demineralizzata ed alle restanti utenze.

3.1.3. Sistema di Produzione Acqua Demineralizzata

Le acque necessarie alla produzione di acqua demineralizzata provengono dal pre-trattamento dei seguenti flussi (fase RI):

- acque grezze;
- acque dal trattamento biologico interno alla centrale;
- recuperi dai blow-down di processo;
- acque dal trattamento dei reflui oleosi;

Le acque pre-trattate sono accumulate nel serbatoio acque industriali e quindi inviate al sistema di produzione acqua demineralizzata mediante osmosi inversa ed elettrodeionizzazione.

I concentrati dell'osmosi sono inviati ad un evaporatore/cristallizzatore, per massimizzare il recupero di acque e minimizzare gli scarichi idrici (Zero Liquid Discharge).

L'impianto di produzione di acqua demineralizzata è composto da una sezione di trattamento mediante osmosi inversa, una sezione di affinamento mediante elettrodeionizzazione, una sezione di clearing ed una sezione di trattamento concentrati per massimizzare il recupero.

L'impianto sarà composto da n° 2 linee in parallelo, con possibilità di funzionamento contemporaneo e avrà le seguenti performance:

portata garantita di acqua demineralizzata prodotta per ogni linea 25 m³/h

portata garantita di acqua demineralizzata prodotta totale 50 m³/h

Le caratteristiche dell'acqua demineralizzata prodotta saranno le seguenti:

Conducibilità <0,1 µS/cm - Si <20 ppb.

3.1.4. Sistema Trattamento Acque Reflue

Il sistema costituito dagli impianti trattamento acque della centrale di Scandale (fase RI) è un sistema complesso mirato al recupero completo degli scarichi provenienti dalla Centrale e al trattamento delle acque di reintegro necessarie a compensare le perdite di evaporazione che si verificano durante la fase di produzione della Centrale Elettrica.

Sono previsti lungo la linea di trattamento, dei punti di scarico per lo svuotamento del sistema in caso di necessità e che saranno conferiti all'esterno della Centrale nei corpi recettori in accordo alla normativa vigente.

Il sistema dei trattamento dei reflui liquidi si compone delle seguenti unità principali:

- a) Impianto Pretrattamento atto a trattare le acque di approvvigionamento (reintegro delle perdite) e al trattamento degli altri reflui di Centrale pretrattati nei singoli impianti di seguito descritti.
- b) Impianto Biologico atto a trattare gli scarichi neri di origine civile provenienti dai scarichi e dalle mense.
- c) Impianto Trattamento acque inquinabili da olii atto a trattare le acque piovane di prima pioggia provenienti da aree ove è possibile si siano verificati sversamenti di prodotti oleosi e/o idrocarburi (aree potenzialmente inquinate) e gli eventuali reflui inquinati da sostanze oleose.
- d) Impianto di Produzione Acque Demi (Descritto in precedenza), che permette di produrre l'acqua demineralizzata necessaria ai processi di produzione vapore della Centrale utilizzando tutti i reflui pretrattati e le acque di reintegro.
- e) Impianto di Evaporazione/Cristallizzazione (Descritto in precedenza) che permette il recupero dei reflui salini concentrati provenienti dalla linea produzione acqua Demi (osmosi inversa seguita da elettrodialisi) completando il recupero dell'acqua evaporata e producendo un sale solido.

Gli impianti sono corredati da un sistema di serbatoi di accumulo e stoccaggio sia iniziale (acqua grezza) che finali (acqua demineralizzata per uso di centrale) che di serbatoi intermedi ad uso accumulo dei reflui protrattati.

Impianto di Pretrattamento

L'impianto di pre-trattamento acque grezze e/o di recupero è dimensionato per il trattamento dei seguenti rifiuti:

- acque grezze (reintegro del sistema);
- acque dal trattamento biologico interno alla centrale;
- recuperi dai blow-down di processo;
- acque dal trattamento dei reflui oleosi;

L'impianto è composto dalle seguenti sezioni:

- Unità di chiarificazione nella quale avviene la riduzione della durezza temporanea e la flocculazione e sedimentazione dei solidi sospesi e dei metalli pesanti.
- Unità di filtrazione a sabbia per l'eliminazione completa dei solidi sospesi. (l'acqua filtrata, dopo un controllo ed eventuale correzione del pH, viene inviata al serbatoio di stoccaggio acqua industriale).
- Unità di trattamento fanghi, nella quale sono accumulati i fanghi prodotti nelle fasi precedenti ed inviati ad un ispessitore gravitatorio e ad una filtropressa a nastro, dai quali viene recuperata acqua e fanghi disidratati (quest'ultimi sono poi conferiti all'esterno per lo smaltimento).

Impianto Biologico

L'impianto consente il trattamento delle acque nere della Centrale, provenienti dai servizi igienici e dal locale mensa.

L'impianto è composto dalle seguenti sezioni:

- Vasca Imhoff, destinata alla raccolta e presedimentazione delle acque nere;
- Unità di trattamento SBR (Sequency Batch Reactor), costituita da una vasca areata ove avvengono tutte le fasi del processo biologico (ossidazione – nitrificazione/denitrificazione – sedimentazione con separazione dell'acqua trattata – estrazione dei fanghi);
- Unità di filtrazione e disinfezione a sabbia con disinfezione mediante raggi U.V.

Le acque provenienti dall'impianto biologico sono inviate al serbatoio acque acide/alcaline.

Impianto di trattamento acque inquinabili da olio

Le acque potenzialmente inquinate da olio sono raccolte in apposite vasche dove appositi oil stimme provvedono all'estrazione dell'olio separatosi naturalmente sulla superficie.

Le acque predisoleate sono accumulate negli appositi serbatoi di accumulo acque oleose e da questi inviate al trattamento vero e proprio.

L'impianto è composto dalle seguenti sezioni:

- Separatore a pacchi lamellare per la separazione per via fisica delle particelle di olio;
- Unità di flottazione ad aria, per l'eliminazione degli oli in emulsione ancora presenti;
- Unità di filtrazione su carbone attivo, per il trattamento finale.

Le acque provenienti dal presente impianto di trattamento sono inviate al serbatoio acque acide/alcaline.

Sistema di raccolta acque piovane

L'acqua raccolta dal sistema di drenaggio delle acque piovane della Centrale è convogliata alla vasca di prima pioggia, che avendo una capacità pari a circa 160 m³, è dimensionata per accogliere un quantitativo d'acqua corrispondente a 5 mm di precipitazione. Quando la vasca è piena la paratoia all'ingresso della stessa viene chiusa e l'acqua piovana è convogliata alla linea di scarico che porta al corpo ricettore esterno alla Centrale (Canale Vallone Mezzaricotta). L'acqua di prima pioggia raccolta nella vasca è inviata ai serbatoi delle acque inquinabili da olio per successivo trattamento e reimmissione nel sistema.

3.1.5. Sistema Antincendio

Il sistema di protezione antincendio è costituito dai seguenti sottosistemi:

- a) sistema di estinzione incendi;
- b) sistema di rivelamento incendi e di controllo.

Il sistema antincendio è progettato per assolvere le seguenti specifiche funzioni:

- rapido riconoscimento di incendio all'interno degli edifici e delle aree protette;
- estinzione di piccoli incendi mediante estintori portatili e idranti interni;
- estinzione di incendi nelle aree esterne (piazzale) con idranti a colonna da esterno;
- estinzione di incendi in aree con specifico rischio mediante impianti fissi di spegnimento.

Il sistema antincendio comprende il serbatoio di accumulo per l'acqua di alimento della rete antincendio, la stazione pompe antincendio, l'anello idrico principale, gli idranti a colonna da esterno, gli idranti da interno, gli impianti di estinzione fissi ad acqua nebulizzata e quelli fissi a CO₂, gli estintori portatili.

L'acqua per l'alimentazione idrica della rete di erogatori fissi, dei sistemi a schiuma, degli idranti da interno e da esterno è fornita da un sistema di pompe antincendio che la prelevano da un serbatoio di accumulo e riserva dell'acqua antincendio.

Il sistema antincendio è progettato, secondo quanto previsto dalla normativa NFPA 850, per fornire per almeno due ore il 100% della portata di acqua richiesta per lo spegnimento dell'incendio di progetto.

L'impianto prevede l'installazione di un serbatoio di accumulo della capacità di 3000 m³ circa realizzato per provvedere alla fornitura di "acqua servizi" ad entrambe le unità, e per alimentare il sistema antincendio.

Tale serbatoio è progettato in modo da conservare la quantità di acqua necessaria per alimentare la rete antincendio, mediante la realizzazione di una partizione dedicata avente come unica connessione la tubazione di aspirazione dalla stazione pompe antincendio.

La riserva idrica è maggiorata a 850 m³ per garantire alla pompa un battente adeguato.

Il serbatoio di accumulo, quando vuoto, deve poter essere riempito in 8 ore.

La potenzialità dell'impianto di approvvigionamento idrico della centrale è comunque sufficiente a garantire la portata d'acqua richiesta dall'impianto di estinzione. E' infatti garantita una portata d'acqua di 200 l/s, corrispondenti a 720 m³/h.

L'acqua dell'impianto di spegnimento incendi è distribuita da una tubazione in pressione, del diametro di 8-10", che costituisce un anello intorno alle aree protette.

L'anello alimenta tutti i seguenti sistemi di spegnimento: idranti da esterno, rete di distribuzione all'interno degli edifici protetti, per l'alimentazione di idranti da interno e impianti fissi di estinzione (ugelli nebulizzatori, valvole *sprinklers*), altri impianti fissi di estinzione (es. trasformatori da esterno).

Il sistema di rivelamento incendi è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- sensori e rivelatori di incendio;
- pulsanti di allarme;
- pannelli di controllo antincendio locali;
- pannello di controllo principale del sistema antincendio e quadro sinottico (mimic panel).

3.1.6. Sistemi di Monitoraggio Ambientale

Di seguito sono descritti i principali sistemi di monitoraggio installati.

➤ **Sistema di monitoraggio emissioni**

Il sistema di monitoraggio emissioni (SME) è in grado di monitorare le due turbine a gas e la caldaia ausiliaria; per ogni cammino è previsto un sistema di analisi indipendente e completo di tutti gli analizzatori necessari.

Il sistema effettua il monitoraggio degli NO_x, del CO e dell'O₂ ed è pertanto dotato dei seguenti analizzatori:

- 1 analizzatore per NO_x (NO/NO₂);
- 1 analizzatore paramagnetico per O₂;
- 1 analizzatore per CO;
- 1 analizzatore di umidità;
- 3 misuratori di temperatura fumi (PT100)
- 1 misuratore di portata;
- 2 misuratori di pressione fumi.

I Sistemi sono poi dotati dei sistemi accessori di campionamento e dei collegamenti elettrici per il trasferimento dati.

➤ **Rete di rilevamento della qualità dell'aria (RRQA)**

Allo scopo di monitorare le influenze sull'ambiente dovute all'esercizio della Centrale sono previste n.3 centraline per il monitoraggio della qualità dell'aria posizionate nei punti indicati nella Figura 9. più precisamente, con riferimento all'Area di Centrale, la loro ubicazione è prevista:

- a sud, nei pressi dell'abitato della frazione Papanice, ad una quota di circa 130 m s.l.m. ed a distanza in linea d'aria di circa 3200 m (Centralina A1);
- a nord ovest, in prossimità dell'abitato di Scandale, ad una quota di circa 359 m s.l.m., a distanza in linea d'aria di circa 6230 m (Centralina A2);
- a nord est, nella zona Gabella Grande, ad una quota circa 39 m s.l.m., a distanza in linea d'aria di circa 7120 m (Centralina A3).

Le centraline sono in grado di monitorare gli NO_x – NO₂ – PM₁₀ – PM_{2,5} – O₃; La Centralina A2 effettua anche le rilevazioni e registrazioni dei principali parametri meteorologici (altezza di pioggia, direzione e intensità del vento, temperatura, umidità, pressione atmosferica).

Gli analizzatori di inquinanti presenti nelle centraline, sono in grado di determinare in modo automatico e continuo sulle 24 ore la misura delle sostanze inquinanti anche quando presenti in atmosfera a basse concentrazioni.

I dati provenienti dalle centraline di rilevazione sono elaborati con cadenza semestrale ed i risultati ottenuti vengono presentati sotto forma di tabelle di sintesi e di eventuali rappresentazioni grafiche e cartografiche.

➤ **Monitoraggio Emissioni nella Fase Liquida**

Il monitoraggio e controllo sulla fase liquida viene esercitato e procedurato sulle acque di scarico di Centrale. Sono previsti anche monitoraggi dei corsi d'acqua superficiali e delle falde acquifere.

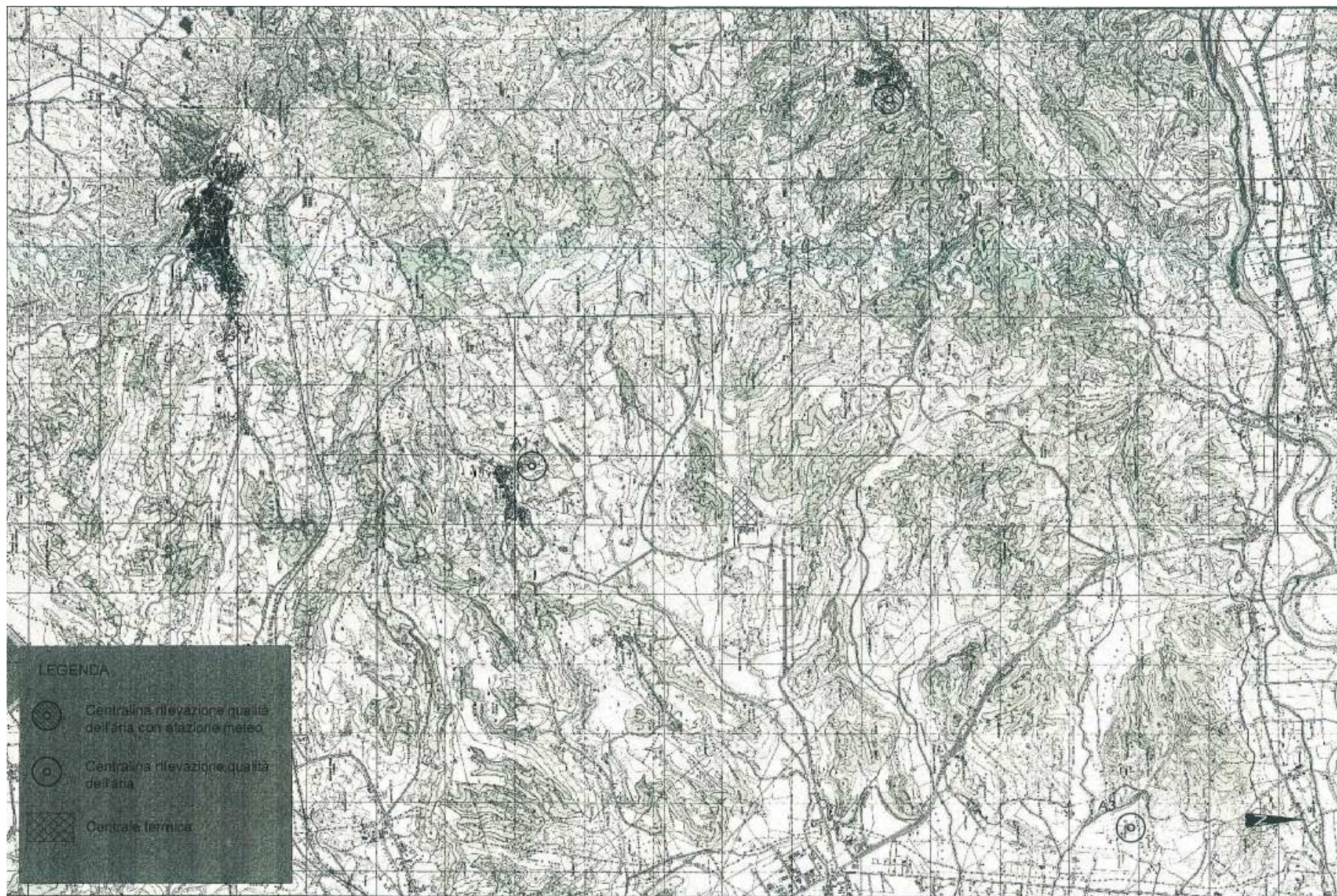


Figura 9: Ubicazione Centraline di monitoraggio qualità dell'aria.

Acque di scarico di Centrale

In condizioni operative normali non viene previsto nessun scarico verso i corpi ricettori esterni.

Scarichi verso i corpi ricettori esterni possono verificarsi nelle seguenti condizioni (fasi SICI e SIM):

– **Fermata prolungata della Centrale**

In questa situazione gli impianti trattamento acqua sono non operativi.

Rimane in funzione il solo impianto trattamento acque nere generate dalla presenza del personale di Centrale in tutti i casi presente.

Le acque nere dopo il trattamento nell'impianto biologico saranno scaricate (fase SIMI) all'esterno in accordo alle normative vigenti (punto X).

– **Svuotamento dei circuiti o riduzione dei volumi accumulati**

Nel caso si dovesse per ragioni qualsivoglia procedere allo svuotamento dei circuiti totale o parziale e allo scarico verso l'esterno (fase SIMI) questo potrà essere effettuato a valle del serbatoio acqua industriale, dopo che tutti i reflui di Centrale sono stati sottoposti ai rispettivi trattamenti.

Al punto di scarico (punto Y) come definito nello schema allegato (Figura 10) le acque saranno in accordo alla Tabella A della normativa vigente per lo scarico in acque superficiali.

Nel caso di interventi di emergenza in impianto, essenzialmente dovuti a manutenzioni straordinarie, potrebbe verificarsi che la salinità o altri parametri (es. COD) nel caso di utilizzo di detergenti ad alta concentrazione, possano risultare anche di poco superiori alle normative vigenti.

In questo caso lo scarico dovrà essere effettuato nei corpi ricettori a valle del sistema di trattamento ad osmosi (punto Z).

In questo caso tutti i parametri saranno ampiamente al di sotto dei limiti di legge.

– **Precipitazione superiore a 5mm**

Come descritto nella sezione precedente la vasca di prima pioggia è in grado di contenere una quantità di acqua piovana corrispondente ai primi 5 mm di precipitazione, in cui si concentrano le eventuali impurità (in particolare tracce d'olio) che possono accumularsi al suolo. La quantità di pioggia eccedente tale limite sarà scaricata (fase SIM) al corpo ricettore (Canale Vallone Mezzaricotta) mentre l'acqua di prima pioggia, potenzialmente inquinata da oli, è trattenuta all'interno della centrale dove è trattata nell'impianto di disoleazione e quindi immessa nel sistema di trattamento acque (pretrattamento e demineralizzazione).

Monitoraggio dei corsi d'acqua superficiale

Per il monitoraggio dei corsi d'acqua è, quindi, previsto il prelievo di campioni d'acqua in quattro punti: W1 - W2 - W3 - W4, indicati in figura 11. I prelievi interessano il torrente Santa Domenica, in due distinti punti, uno a monte (W1) ed uno a valle (W2) della Centrale Termoelettrica, ed i torrenti Mezzaricotta (W3) e Cacchiavia (W4) in prossimità della confluenza nel torrente Passovecchio.

La quantità d'acqua da campionare sarà funzione del numero e della tipologia delle determinazioni analitiche da eseguire. La qualità dei risultati dei controlli potrebbe essere fortemente compromessa da una esecuzione non corretta delle fasi di campionamento, immagazzinamento, trasporto e conservazione dei campioni; occorrerà quindi che ognuna di queste fasi sia sottoposta ad un controllo di qualità mirato a garantire:

- l'assenza di contaminazione derivante dall'ambiente circostante o dagli strumenti impiegati per il campionamento e prelievo;

- l'assenza di perdite di sostanze inquinanti sulle pareti dei campionatori o dei contenitori;
- la protezione del campione da contaminazione derivante da cessione dei contenitori;
- un'adeguata temperatura al momento del prelievo per evitare la dispersione delle sostanze volatili;
- un'adeguata temperatura di conservazione dei campioni;
- l'assenza di alterazioni biologiche nel corso dell'immagazzinamento e conservazione;
- l'assenza in qualunque fase di modificazioni chimico-fisiche delle sostanze;
- la pulizia degli strumenti ed attrezzi utilizzati per il campionamento, il prelievo, il trasporto e la conservazione.

Su tutti i campioni d'acqua prelevati si effettuano analisi chimiche e batteriologiche.

I parametri che vengono tenuti sotto controllo sono: pH, materiali sedimentabili, temperatura, conducibilità, durezza totale, azoto totale, azoto ammoniacale, azoto nitrico, COD, BOD₅, fosforo totale, cloruri, solfati, escherichia coli, cadmio, cromo totale, cromo VI, mercurio, nichel, piombo, rame, zinco.

Le analisi sono svolte con frequenza mensile a partire dai 2 mesi antecedenti l'avvio delle attività di produzione della Centrale e fino ai 24 mesi successivi; successivamente la frequenza di prelievo e controllo sarà semestrale.

Monitoraggio delle falde acquifere

Per la rilevazione di eventuali immissioni in falda di sostanze inquinanti è prevista l'esecuzione di n. 3 piezometri interessanti lo strato dell'acquifero superficiale. I prelievi di acqua dalla falda superficiale saranno eseguiti nei punti: P1 - P2 - P3, indicati nella figura 11. In particolare verrà installato un piezometro nei pressi della zona sud ovest dell'area della Centrale Termoelettrica (P1), un secondo piezometro sarà installato nella zona nord est dell'area (P2), mentre un terzo piezometro è previsto oltre il corso d'acqua Santa Domenica (P3), in una zona idraulicamente disconnessa dalla falda passibile di inquinamento.

La strumentazione per la misura del livello o profondità della superficie piezometrica è costituita da una sonda elettrica (freatimetro), composta da un puntale metallico collegato ad un cavo metrato o a un nastro centimetrato avvolto su di un rullo, in grado di segnalare, attraverso segnale acustico e/o luminoso, il raggiungimento del pelo libero dell'acqua nel tubo piezometrico.

La quantità di acqua da campionare è funzione del numero e della tipologia delle determinazioni analitiche da eseguire. Si effettuano campionamenti di tipo "statico".

Dopo lo spurgo del piezometro si attende il ripristino delle condizioni piezometriche originali, e si registra, quindi, la profondità di campionamento. È opportuno evitare fenomeni di turbolenza e di aerazione sia durante la discesa del campionatore, sia durante il travaso del campione d'acqua nel contenitore.

Il campionamento viene realizzato con pompa sommersa, collocata a circa metà del tratto finestrato del piezometro e mantenuta ad almeno 1 m dal fondo del pozzo per minimizzare la mobilitazione eventuale del particolato presente.

Anche per il monitoraggio delle falde si effettuano analisi chimiche e batteriologiche su tutti i campioni d'acqua prelevati.

I parametri che vengono tenuti sotto controllo sono gli stessi di quelli analizzati nel monitoraggio dei corsi d'acqua superficiali descritti in precedenza.

Le analisi sono svolte con frequenza mensile a partire dai 2 mesi antecedenti l'avvio delle attività di produzione della Centrale e fino ai 24 mesi successivi; successivamente la frequenza di prelievo e controllo sarà semestrale.

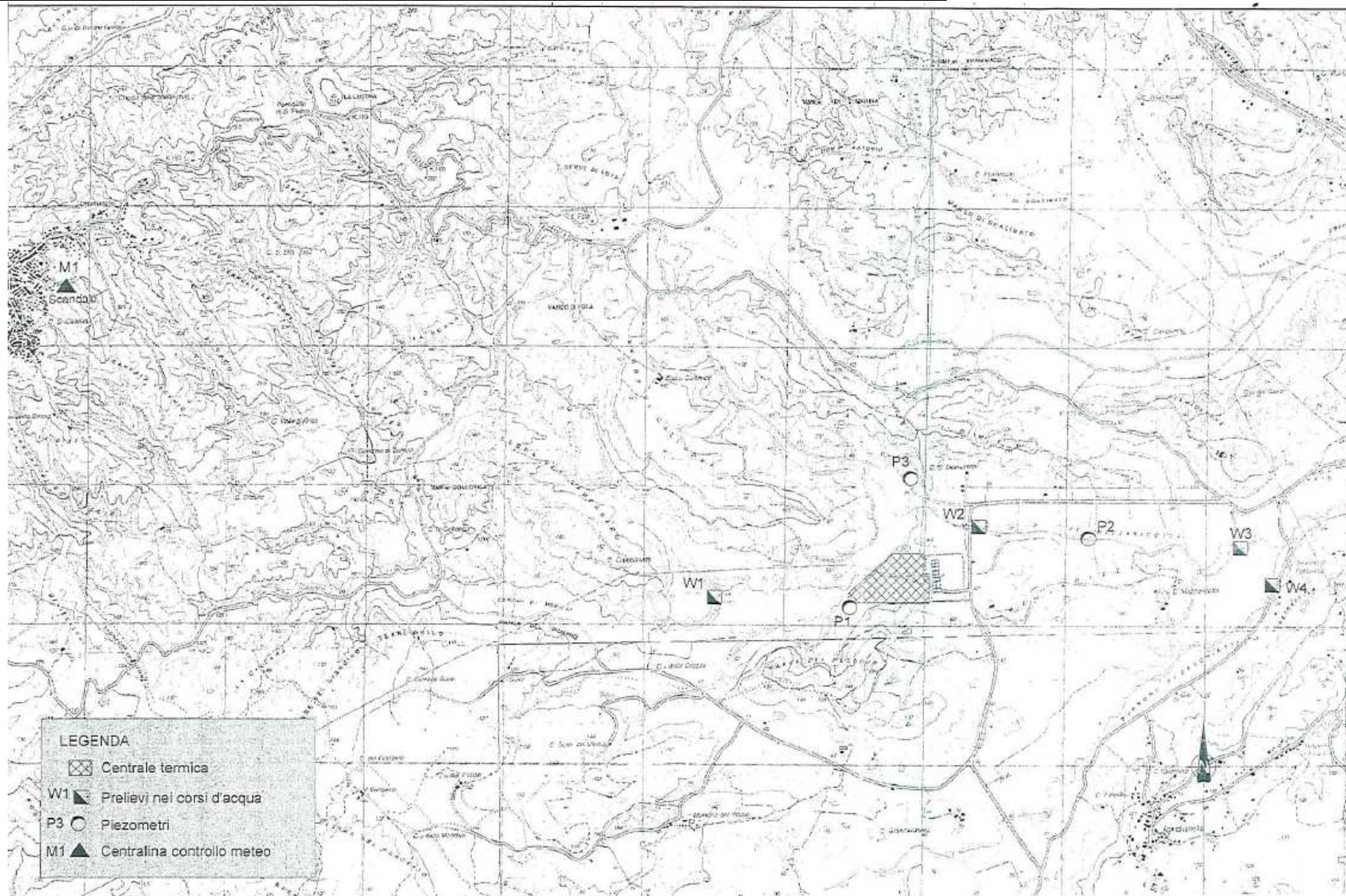


Figura 11: Punti di controllo per il monitoraggio corsi d'acqua superficiali e falde acquifere.

3.1.7. Gestione dei Rifiuti

Tutte le fasi di movimentazione dei rifiuti (fase PR), dalla produzione allo smaltimento o recupero, sono svolte nel rispetto di procedure interne che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

Massima cura viene posta nella raccolta e nel successivo smaltimento differenziato dei rifiuti in base alla loro tipologia nonché alle possibilità di recupero, sia interno che esterno.

I rifiuti prodotti dalle attività di manutenzione vengono raccolti per tipologia e stoccati temporaneamente in contenitori a loro volta ubicati in appositi spazi in attesa del conferimento agli impianti di smaltimento e/o recupero.

L'attività di deposito dei rifiuti prodotti all'interno dell'impianto, in attesa dello smaltimento finale, avviene attraverso la realizzazione di depositi temporanei. Questi sono costituiti da un insieme di aree definite e riportate in apposite planimetrie mantenute costantemente aggiornate.

Al momento dello smaltimento, i rifiuti vengono movimentati da ditte specializzate con opportune apparecchiature per il sollevamento dei contenitori.

I rifiuti provenienti dalle attività di esercizio degli impianti (fase PR) sono costituiti prevalentemente da:

- Oli esausti (codice CER -13 00 00 tranne 13 04 00 e 13 07 00) inviati al Consorzio Smaltimento Oli Usati;
- Residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema di filtrazione degli oli, anch'essi inviati al Consorzio;
- Residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l'aria, in quanto la CCGT necessita di un'elevata superficie di filtrazione per l'aria;
- Rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci (CER 15 02 03) o coibentazione;
- Fanghi e Sali prodotti dall'impianto di trattamento acque.

4. Dati di funzionamento ed aspetti di esercizio degli impianti

4.1. *Condizioni di avviamento e transitorio con relativi consumi ed emissioni*

Le Centrali Termoelettriche a Ciclo Combinato sono caratterizzate da tempi di avviamento molto ridotti. La turbina a gas eroga già i 2/3 della potenza della centrale in circa 30 minuti. La restante parte del ciclo raggiunge la piena potenza dopo tempi dell'ordine di un'ora o al massimo di alcune ore, a seconda che si tratti di avviamenti da caldo o da freddo.

Le variazioni di carico possono essere eseguite con gradienti circa 4 volte superiori rispetto a quelli di un impianto termoelettrico convenzionale.

Poiché inoltre gli impianti a ciclo combinato sono costituiti generalmente da più moduli, è agevole eseguire le variazioni di carico facendo entrare in funzione un numero diverso di macchine con rendimento sempre vicino a quello nominale.

L'impianto di Scandale, come già indicato al paragrafo 2.4, ha la possibilità di avviare un gruppo in un tempo massimo di tre ore.

4.2. *Sostanze inquinanti generate durante la produzione e nei periodi di manutenzione*

La descrizione delle fasi in cui è possibile ripartire il processo è schematizzata in allegato A 25, nel quale sono indicati i flussi di materie prime e di sostanze inquinanti che si generano durante l'esercizio della centrale. Il dettaglio dei vari flussi è quantificato nelle schede B1.2, B2.2, B3.2 B4.2, B5.2, B7.2, B10.2, e B 11.2 (dati alla capacità produttiva).

La rappresentazione di dettaglio dei flussi di materiali e di energia di una singola unità termoelettrica, è raffigurata seguenti nello schema riportato al paragrafo 2.3, in cui sono riportati i flussi esterni in tonnellate per anno ed alcune informazioni sui flussi di energia e di vapore interni in MW e t/h.

Come già detto, i quantitativi indicati sono in generale relativi a flussi annui stimati alla capacità produttiva. Alcuni quantitativi dipendono in realtà fortemente dalle condizioni di esercizio delle unità e dalle anomalie che si possono verificare; in particolare, la stima dei reagenti chimici utilizzati dall'impianto trattamento acque.

Per quanto concerne sostanze inquinanti prodotte durante le fasi di manutenzione, esse consistono essenzialmente in rifiuti e reflui liquidi.

Rifiuti

I principali rifiuti prodotti con continuità dalla Centrale di Cogenerazione a Ciclo Combinato sono i seguenti:

- Oli esausti (codice CER -13 00 00 tranne 13 04 00 e 13 07 00) inviati al Consorzio Smaltimento Oli Usati;
- Residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema di filtrazione degli oli, anch'essi inviati al Consorzio;
- Residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l'aria, in quanto la CCGT necessita di un'elevata superficie di filtrazione per l'aria;
- Rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci (CER 15 02 03) o coibentazione;
- Fanghi e Sali prodotti dall'impianto di trattamento acque.

Reflui liquidi

Le acque reflue prodotte dall'impianto sono principalmente costituite da:

- gli spurghi di caldaia;
- gli spurghi delle sistemi di raffreddamento degli ausiliari;
- gli spurghi e i drenaggi del ciclo termico;
- i reflui civili.

Oltre a tali reflui continui saranno presenti ulteriori reflui occasionali di portata limitata quali le acque di lavaggio e le acque meteoriche potenzialmente contaminate (acque di dilavamento piazzali, ecc.), resine di scarico e prodotti chimici di rigenerazione, residui di prodotti per la pulizia dei serbatoi, lubrificanti esausti e residui di purificazione, oli esausti (CER 13 00 00 tranne 13 04 00 e 13 07 00).

A seconda delle caratteristiche, tali reflui saranno inviati a trattamento esterno tramite Ditte autorizzate o al sistema di trattamento della centrale.

Il sistema di trattamento delle acque assolve la funzione di raccogliere le acque scaricate dall'impianto, trattarle e inviarle all'impianto di pretrattamento della centrale stessa.

I tipi di acque trattate dall'apposito impianto all'interno della centrale possono essere suddivise nelle seguenti categorie principali: acque meteoriche, acque nere, acque di processo acide, acque di processo oleose, acque di processo.

4.3. Manutenzione Programmata

L'impianto necessita di un piano di manutenzione programmata, in particolare incentrato sulla turbina a gas; tale piano di manutenzione è in generale basato sul numero delle ore equivalenti di operazione EOH definito come segue:

$$EOH = 10 \times (n1 + n2) + \sum_{i=1}^n ti + f \times w \times (t1 + 4 \times t2)$$

EOH = Ore equivalenti di operazione

n1 = Numero di partenze

n2 = Avviamenti rapidi

f = Fattore di combustibile (uguale ad 1 per gas naturale)

w = Fattore di iniezione (uguale ad 1 essendo il combustore di tipo a secco)

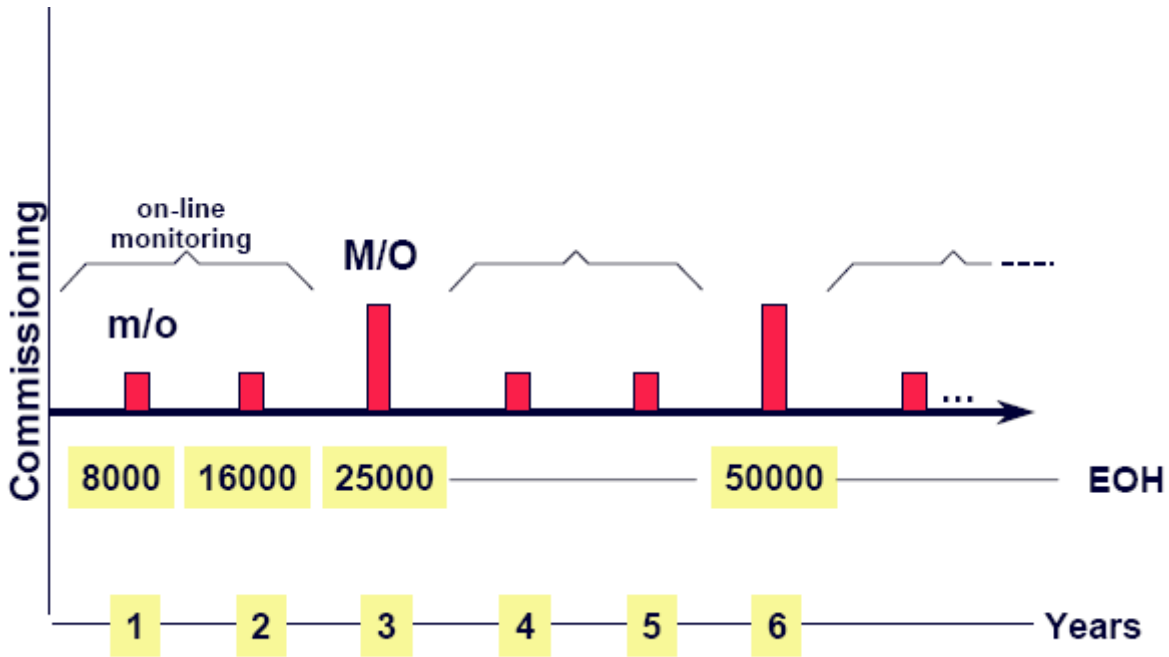
ti = Tempo di avviamento rapido

t1 = Tempo di operazione di base

t2 = Tempo di operazione di picco (se definito)

In generale viene richiesta una manutenzione completa per questa classe di macchina ogni 25000 – 30000 EOH.

I dettagli della manutenzione dipendono in certa misura dal costruttore, nel seguito è indicato uno schema tipico; i dati principali sono indicati in tabelle 13 e 14



m/o = ispezione breve (minor overhaul) - M/O = ispezione maggiore (major overhaul) - Le durate tipiche sono: M/O circa 22/30 giorni - m/o circa 5/10 giorni.

Figura 12: Schema tipico del programma di manutenzione

La manutenzione del macchinario rimanente viene in generale eseguita 'all'ombra' del macchinario principale, sfruttando cioè i periodi di fermata delle turbine a gas, come mostrato nella tabella seguente 13, mentre un calcolo indicativo delle ore EOH è mostrato in tabella 14

Data in EOH	Dati in EOH		Duration d	Gas Turbine		Steam Tub	Generat	HRSG
Main Operation	Operazione Princ	EOH	Durata g	Burner/Bruc	Gas Turbine Overall/totale	Turb vapore	Generatore	Cald recup
Burner inspection	Ispez bruciatore	8000	10	a				
Gas Turbine	Turbina a gas	16000	16	a	b			
Burner inspection	Ispez bruciatore	24000	10	a				
Gas Turbine	Turbina a gas	32000	16	a	b			
Burner inspection	Ispez bruciatore	40000	10	a				
Major inspection	Ispezione totale	48000	35	a	b	c	d	e
								f
			note h					
general notes	Note generali							
See Annex 15a for applicable conditions/Si confronti Annex 15a per condizioni di applicabilità								
Note h	Nota h				(solar days based on 6 days/wk)			

Tabella 13: Dati principali interventi di manutenzione.

Ore equiv stimate/anno		
Ore operaz/anno	hr/yr	8000
Numero part anno		50
Eventi con rapida var carico		25
Ore operaz picco	hrs/yr	0
Fattore di comb		1 gas naturale
Fattore iniezione		1 Dry NOX
Tempo equiv camb rap temp	hrs/yr	0
EOH/anno		8750

Tabella 14: Calcolo ore EOH.

4.4. Logistica approvvigionamento materie prime

L'area crotonese è dotata di un giacimento di gas metano con vari pozzi produttivi, sul mare e a terra, e relative piattaforme di estrazione.

L'approvvigionamento del combustibile (gas naturale) per la Centrale avviene tramite un gasdotto di alimentazione che inizia dall'impianto Trappole della rete di trasporto nazionale, in Contrada Vela del Comune di Crotona, per raggiungere il punto di consegna alla centrale con un percorso interrato di 5,9 km, di cui 4,2 km in Comune di Crotona e 1,7 km in Comune di Scandale.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento idrico (fase PW), si ritiene opportuno sottolineare come le scelte progettuali adottate (impiego del condensatore ad aria per la condensazione del vapore uscente dalla turbina a vapore e l'adozione di un impianto di trattamento acqua "zero discharge") sono finalizzate alla minimizzazione dei prelievi idrici della centrale (acqua di reintegro, acqua servizi e potabile) ad una portata di 27 m³/h fornita direttamente dall'acquedotto locale.

Per quanto attiene gli altri materiali di consumo (essenzialmente additivi e reagenti) il loro approvvigionamento avverrà con trasporto su gomma mediante le vie di accesso alla Centrale (s.s. 106 e 107bis).

4.5. Gestione dei malfunzionamenti ed incidenti ambientali

Nel seguito sono esposti i criteri di progetto e le predisposizioni adottate per prevenire gli incidenti ed i malfunzionamenti ipotizzabili durante la vita dell'impianto, nonché i sistemi e gli accorgimenti previsti per il contenimento dei loro effetti tramite un'efficace manutenzione ed un corretto esercizio. I programmi di manutenzione pianificate con il funzionamento dell'impianto e le procedure operative consentono infatti controlli adeguati mirati alla prevenzione di malfunzionamenti ed incidenti con ripercussioni sull'ambiente.

Come già descritto al paragrafo 3.1.4, il sistema costituito dagli impianti trattamento acque della centrale di Scandale è un sistema complesso, mirato al recupero completo degli scarichi provenienti dalla Centrale ed al trattamento delle acque di reintegro necessarie a compensare le perdite di evaporazione che si verificano durante la fase di produzione della Centrale Elettrica.

In condizioni operative normali non viene previsto nessun scarico verso i corpi ricettori esterni.

Scarichi verso i corpi ricettori esterni possono verificarsi nelle seguenti condizioni:

- fermata prolungata della Centrale;
- svuotamento dei circuiti o riduzione dei volumi accumulati;
- precipitazione superiore a 5mm.

Il sistema di rilascio all'ambiente delle acque dal sistema di trattamento è progettato in modo tale da consentire lo scarico solo dopo che le caratteristiche dell'acqua trattata soddisfano i requisiti richiesti; pertanto eventuali anomalie al sistema non comportano rilasci incontrollati all'esterno.

Per la realizzazione del gasdotto è stata rispettata la norma di sicurezza per il trasporto del gas naturale con densità non superiore a 0,8 in funzione della classificazione, definita nel DM 24/11/84 e successive modificazioni, per quanto riguarda il materiale, lo spessore dei

tubi, le prove e controlli in officina, il sezionamento in tronchi, le modalità di posa in opera, il collaudo in opera delle condotte e la protezione delle stesse dalle azioni corrosive.

L'intero tracciato della condotta è stato definito nel rispetto del DM 24/11/84, applicando i seguenti criteri di buona progettazione:

- transitare il più possibile in zone a destinazione agricola evitando di avvicinarsi ad abitazioni esistenti;
- utilizzare, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade, etc.).

In caso di attraversamenti di strade è prevista la messa in protezione della condotta, costituita da un tubo di protezione in acciaio (detto "sigaro") munito di appositi sfiati verso l'atmosfera; la profondità di interrimento è tale da evitare rotture delle tubazioni dovute a cause meccaniche esterne; le condotte sono dotate di rivestimento esterno avente lo scopo di proteggerle dalle azioni corrosive; in aggiunta è prevista la protezione catodica.

Con detti interventi non sono ipotizzabili anomalie, incidenti o malfunzionamenti tali da dar luogo ad interferenze di tipo ambientale. In particolare la profondità di posa delle condotte e l'utilizzo del tubo di protezione viene meno quella che le statistiche indicano come la causa più significativa di rottura della tubazione, e cioè l'azione di forze meccaniche esterne.

I principali criteri che sono stati adottati per garantire la sicurezza delle installazioni di trattamento e distribuzione ai turbogas di gas naturale sono:

- assicurare margini di resistenza consistenti nel dimensionamento di tubazioni e componenti nei confronti di sovrappressioni;
- recintare e controllare le installazioni per evitare l'accesso di personale esterno;
- mantenere distanze adeguate tra impianti e installazioni esterne;
- privilegiare le installazioni all'aperto e comunque assicurare continui ricambi di aria negli ambienti interessati da installazioni;
- realizzare gli impianti elettrici a norme CEI;
- monitorare gli ambienti per rilevare eventuali fughe;
- automatizzare il controllo del processo;
- assicurare una realizzazione di qualità e la manutenzione degli impianti.

Per quanto attiene gli oli lubrificanti, le principali utenze che necessitano di lubrificazione sono la turbina a gas, la turbina a vapore e l'alternatore.

I serbatoi di stoccaggio sono protetti con sistemi antincendio fissi ad intervento automatico.

Le aree ove sono installati i serbatoi suddetti sono dotate di fogna industriale per acque inquinabili da oli per la raccolta ed il convogliamento delle perdite al sistema centralizzato di trattamento delle acque reflue.

Gli oli per lubrificazione devono presentare scarsa volatilità, scarsa facilità a formare schiuma, buona untuosità e buona adesività; non devono contenere sostanze granulose, acidi inorganici, alcali, acqua, sapone, asfalti, pece, sostanze resinose nè alcuna altra sostanza che possa interferire con le proprietà lubrificanti e sia dannosa ai metalli con i quali viene a contatto.

I serbatoi di sostanze liquide sono installati entro bacini di contenimento drenati verso l'impianto di trattamento acque reflue, le aree circostanti sono impermeabilizzate ed anch'esse drenate verso il suddetto impianto.

Versamenti accidentali sono in linea teorica possibili durante le fasi di movimentazione interna e di scarico. Per prevenire questo tipo di incidenti e per ridurre le conseguenze in caso si verificano, saranno stabilite apposite procedure operative.

In caso di accidentale versamento di Gasolio durante le fasi di scarico, sostituzione di cariche di olio o rabbocchi saranno attuate procedure di emergenza che prevedono l'intervento di personale appositamente addestrato. In ogni caso le aree di installazione del macchinario sono dotate di rete drenaggi convogliate al sistema di trattamento degli scarichi oleosi.