



Allegato B18

Relazione tecnica dei processi produttivi

Introduzione

La presente relazione tecnica ha lo scopo di fornire la descrizione dei processi produttivi relativi alla centrale a ciclo combinato di Turano Lodigiano - Bertónico di potenza elettrica pari a circa 800 MW_e riportati nello schema di flusso di cui all'allegato A25_01. Sulla base dello schema suddetto, è possibile suddividere il processo produttivo della Centrale nelle seguenti fasi, con riferimento allo schema in allegato A25_01:

- riduzione e contabilizzazione gas (Fase A);
- Ciclo termico a gas (Fase B) e scarico fumi (Fase B1);
- Recupero termico (Fase C);
- Ciclo termico turbina a vapore (Fase D);
- Sistema di raffreddamento (Fase E);
- Sistema di condizionamento delle acque per uso industriale e Sistema di raffreddamento ausiliario con torri evaporative (Fase G-H);
- Sistema di prelievo, raccolta, recupero e trattamento acque (Fase L).

L'impianto è ubicato all'interno di un lotto, situato nei comuni di Turano Lodigiano e Bertónico, provincia di Lodi, facente parte Dell'Area Industriale oggetto dell' *"Accordo di Programma per la reindustrializzazione dell'ex raffineria Sarni"*. Il sito ha le seguenti caratteristiche:

Localizzazione:	Turano Lodigiano - Bertónico (LO)	
Superficie disponibile (impianto):	77.794 m ²	
Elevazione del sito:	65 m s.l.m.	
Coordinate della posizione:	latitudine	45°13' Nord
	longitudine	9°38' Est

La nuova centrale è dotata delle seguenti interfacce:

- Connessione alla rete elettrica nazionale a 380 kV nella stazione elettrica Terna di Turano attraverso un collegamento aereo in tubo AlMgSi Ø 220/207 di circa 70 m (che verrà definito come linea 910 della RTN);
- Collegamento al gasdotto SNAM, tramite una tubazione di circa 6,4 km.

- Prelievo di acqua da un pozzo situato all'interno del perimetro di centrale, per una portata massima di 10 l/s;
- Scarico nullo di acque reflue (eccettuato il caso di forti piogge e l'eventuale acqua trattata in eccesso rispetto ai fabbisogni di impianto) e smaltimento di fanghi e sali prodotti dall'impianto di trattamento acque;
- Collegamenti alla rete acqua potabile, fogne bianche e nere.

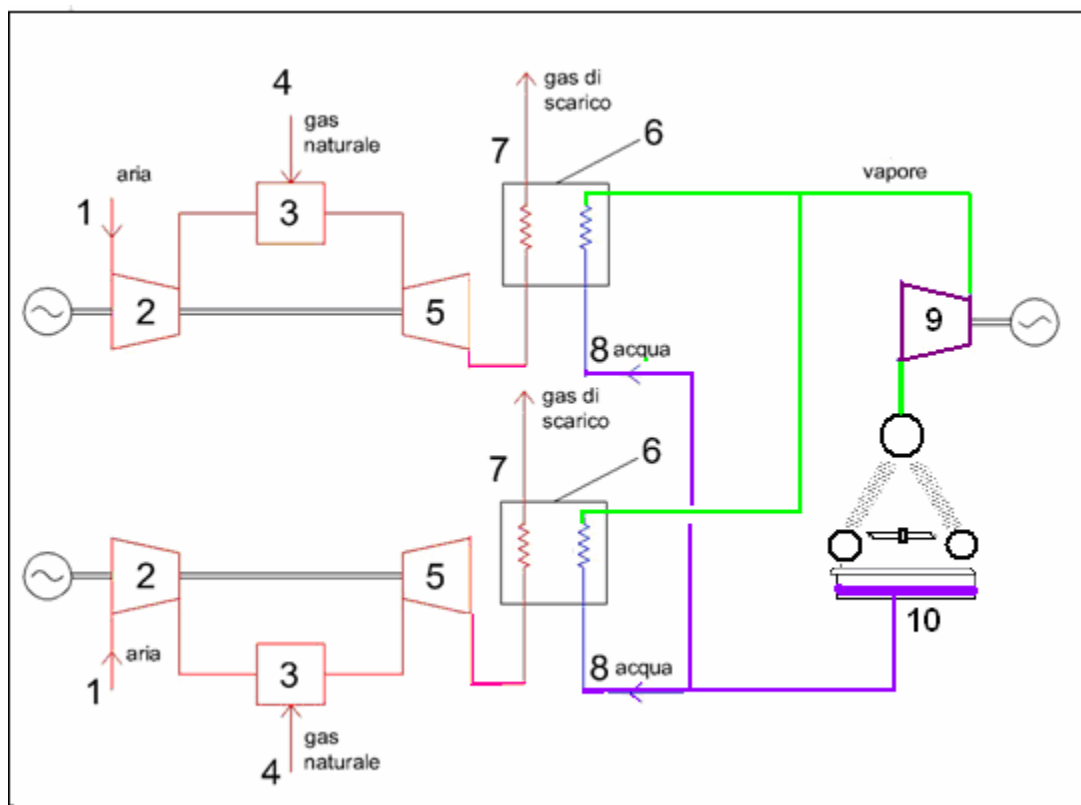
Descrizione del processo produttivo

Le centrali CCGT (Combined Cycle Gas Turbine) sfruttano 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 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; i gas di combustione si espandono all'interno della turbina a gas meccanicamente connessa con un alternatore che trasforma l'energia meccanica della turbina in energia elettrica.

Il Ciclo Rankine, basato sulla turbina a vapore, consente di utilizzare l'energia residua contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas aumentando il rendimento complessivo del sistema. Il recupero dell'energia contenuta nei fumi di scarico della turbina a gas avviene all'interno dei fasci tubieri del generatore di vapore, dove il calore dei fumi è utilizzato per la produzione di vapore a tre livelli di pressione. Il vapore è successivamente introdotto nella turbina a vapore connessa a sua volta con un generatore elettrico. All'uscita della turbina il vapore a bassa pressione viene condensato tramite condensatore ad aria ed è inviato nuovamente nel generatore di vapore.

L'impianto è costituito da due turbine a gas associate a una turbina a vapore (architettura tipo 2+1), che utilizzerà il vapore prodotto dai due generatori di vapore a recupero posti in coda allo scarico delle turbine a gas, secondo lo schema del ciclo combinato precedentemente descritto. La turbina a vapore è di tipo a condensazione, con condensatore raffreddato ad aria in tiraggio forzato..

Lo schema concettuale dell'impianto CCGT è riportato in figura 1.



1 Aria comburente; 2 Compressore; 3 Combustore; 4 Gas combustibile; 5 Turbina a gas (espansore); 6 Caldaia a recupero; 7 Scarico fumi al camino; 8 Acqua alimento; 9 Turbina a vapore; 10 Condensatore ad aria forzata.

Figura 1: Schema di principio di ciclo termico combinato gas / vapore (CCGT) con condensatore ad aria

L'aria (1), precedentemente filtrata, entra nel compressore della turbina a gas (2), dove viene portata alla massima pressione del ciclo. Successivamente entra nella camera di combustione (3), dove avviene la combustione del gas naturale (4), proveniente dal gasdotto. I fumi caldi e ad alta pressione entrano nell'espansore della turbina a gas (5), che, messa in rotazione dall'espansione dei fumi, trascina il compressore e produce energia elettrica trascinando un alternatore a cui è collegata. I gas di scarico ancora caldi dallo scarico della turbina entrano nella caldaia a recupero (6).

Nella caldaia a recupero viene generato vapore per mezzo del trasferimento di calore dai gas di scarico (7) all'acqua di alimentazione (8). Per massimizzare il recupero termico, il vapore viene generato a tre differenti livelli di pressione, bassa, media e alta, ed espande nelle rispettive sezioni della turbina a vapore (9). Il vapore proveniente dalla turbina dopo

l'espansione nel corpo di alta pressione ritorna alla caldaia, viene mescolato con il vapore di media pressione e risurriscaldato. La rotazione della turbina trascina un alternatore che genera ulteriore energia elettrica.

Il vapore in uscita dal corpo di bassa pressione della turbina a vapore viene quindi condensato nel condensatore (10); il ciclo si chiude con l'estrazione del condensato tramite le pompe di estrazione e l'alimentazione della caldaia a recupero tramite le pompe di alimento.

La condensazione del vapore avviene tramite condensatore ad aria, a tiraggio forzato..

Tale sistema consente di condensare il vapore tramite lo scambio termico diretto con l'aria a temperatura ambiente.

L'energia elettrica generata dagli alternatori viene portata alla tensione di 380 kV e convogliata all'elettrodotto dalla sottostazione elettrica della centrale.

L'isola di potenza dell'impianto comprende:

- gli edifici macchine (che alloggiavano al loro interno principalmente la turbina a gas, la turbina a vapore, i generatori elettrici e i carriponte di servizio);
- il complesso caldaie a recupero/camino connesso allo scarico delle turbine a gas tramite il condotto fumi;
- Il condensatore ad aria;
- l'aeroterma del ciclo chiuso;
- i trasformatori elevatori (n.3) e di unità (n.2).

In Tabella 1 sono riportate le caratteristiche dell'impianto.

Tabella 1: Sintesi delle caratteristiche dell'impianto

Potenza elettrica	ca. 805.4 MW netti complessivi
Rendimento elettrico	ca. 56.78% netto
Rumore alla recinzione:	65 dB(A)
Emissione di NOx	< 30 mg/Nm3 (valore garantito)
Emissione di CO	< 30 mg/Nm3 (valore garantito)
Minimo tecnico ambientale atteso	50% della potenza dell'impianto, 45% della potenza della TG
Turbine a gas (TG)	n. 2 con potenza ciascuna di ca. 277.2 MW
Turbine a vapore (TV)	n. 1 a condensazione con potenza di 264.8 MW
Consumi ausiliari:	circa 13.8 MW
Generatori di vapore	n. 2 caldaie a recupero di tipo orizzontale, a tre livelli di pressione con risurriscaldamento.
Camini	n. 2 di altezza pari a 100 m all'interno dello stesso involucro in cemento armato
Generatori elettrici	Generatori TG: 2 generatori con potenza lorda 330 MVA, 18 kV, raffreddati ad aria Generatori TV: 1 generatore con potenza lorda 330 MVA, 18 kV, raffreddato ad aria
Trasformatori elettrici	3 trasformatori principali: 330 MVA ODAF, 400 / 18 kV 2 trasformatori ausiliari: 20/25 MVA ONAN/ONAF , 18/ 6,3 kV
Ciclo termico costituito da	3x50% pompe estrazione condensato, 1 torretta degasante sul corpo cilindrico BP di ciascuna caldaia, 2 x 100% pompe alimento per ciascuna caldaia.
Condensatore ad aria	n. 1 condensatore ad aria, costituito da n.42 celle con fasci di scambio alettati e ventilatore assiale, n.1 serbatoio accumulo condensato con torretta degasante, sistema di estrazione degli in condensabili..
Sistema gas naturale	Sistema in grado di trattare gas a pressione compresa fra 35 e 65 bar, pressione di alimentazione gas al turbo gas pari a circa 30 bar con un consumo stimato in 8000 ore dei due turbo gas pari a 883.533 ton/anno
Trattamento e scarico delle acque	Sistema completamente ridondato Recupero acque di pioggia Nessuno scarico in fogna (eccetto che nel caso di forti piogge) Recupero completo dello spurgo caldo di caldaia Sistema di recupero dell'acqua dai fanghi e dagli effluenti concentrati Consumo max totale di acqua (sfiati, acqua nei fanghi, acqua nei sali): 11 m ³ /h
Automazione	Sistema DCS (Distributed Control System): sistema ABB 800xa per ciclo termico e BOP, ABB Symphony Armony per le TG e la TV, controlli dedicati per i packages, tecnologia fieldbus di connessione (PROFIBUS).
Gasdotto	Allacciamento a gasdotto SNAM a circa 6,4 km dal sito
Elettrodotto	Allacciamento all'elettrodotto a 380 kV S.Rocco- Tavazzano, che si trova a circa 1 km in linea d'aria dalla nuova Stazione TERNA di Turano a cui è collegata la Centrale Sorgenia Power S.p.A.

Tecnologie e impianti

La configurazione dell'impianto è descritta in Tabella 2.

Tabella 2: Configurazione dell'impianto

Configurazione	Caratteristica
Configurazione macchinario principale	2 + 1
Turbina a vapore Numero di corpi cilindrici: Tipo di scarico: Numero di scarichi: Cavalletto:	3 (AP, MP, BP) verticale verso il basso 2 Sì
Pre-riscaldamento del gas	No
Configurazione del ciclo Livelli di pressione: Risurriscaldamenti: Posizione degasatore:	3 livelli di pressione 1 risurriscaldamento 1 torretta degasante, comune alle due caldaie a recupero, sul serbatoio accumulo condensato, e 1 torretta degasante sul corpo BP di ciascuna caldaia.
Sistema di raffreddamento	Condensatore ad aria

Bilanci di massa ed energia

In allegato A25_01 è mostrato lo schema a blocchi con indicazione dei bilanci di massa. Il bilancio di energia è mostrato nella successiva tabella 3.

Tabella 3: Prestazioni generali dell'impianto (15°C)

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale	MW	1418.5
Potenza turbine a gas	MW	554.4
Potenza turbina a vapore	MW	264.8
Potenza lorda totale	MW	819.2
Consumi ausiliari	MW	13.8
Potenza netta totale	MW	805.4
Rendimento netto totale	%	56.78

Specifiche delle fasi

Riduzione e contabilizzazione gas (Fase A)

Il gas naturale proveniente dal gasdotto SNAM (lunghezza circa 6.4 km, connesso al Metanodotto SNAM) necessario ad alimentare la centrale viene fornito dalla rete SNAM alla pressione massima di 75 bar. Prima dell'invio all'impianto il gas sarà inoltre soggetto a filtrazione con elevato grado di separazione delle eventuali tracce di liquido presenti. Prima dell'ammissione in turbina è prevista l'installazione di un sistema di blocco automatico di sicurezza che interrompe l'alimentazione di gas in caso di grave anomalia segnalata dal sistema di controllo..

Ciclo termico a gas (Fase B)

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

La turbina è accoppiata direttamente con il generatore elettrico ed è installata all'interno di un edificio industriale munito di carroponi di servizio per le operazioni di montaggio, manutenzione e controllo; la turbina a gas è 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.

La turbina a gas, realizzata direttamente dal costruttore Ansaldo Energia, è del tipo V94.3A; è una turbina ad alta efficienza dotata di una tecnologia di combustione VeLoNO_x, potenza lorda al generatore di circa 277 MW elettrici e rendimento pari a circa 39%.

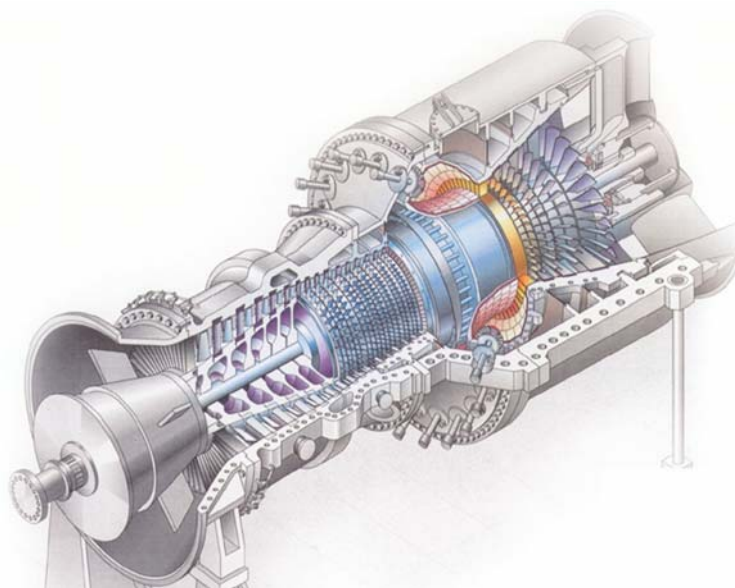


Figura 2: Turbina a gas Ansaldo V94.3A

Scarico Fumi (Fase B1)

L'emissione in atmosfera dei fumi di scarico delle turbine a gas, raffreddati a seguito della cessione di calore all'interno del generatore di vapore a recupero, avviene attraverso due camini aventi altezza di 100 m e diametro interno di circa 6 m. I camini costituiscono le sorgenti delle emissioni in atmosfera della centrale. E' stato calcolato che la portata massima di fumi emessa annualmente è circa 4.182.620 Nm³/h totali nelle condizioni massima capacità produttiva, da considerare ripartita in parti uguali tra i due camini. Per quanto concerne le emissioni, considerando di prendere cautelativamente la massima emissione garantita dal costruttore al massimo carico di esercizio per un funzionamento in queste condizioni per complessive 8.000 h/anno, per ciascun camino si hanno circa 502 t/anno di NO_x e circa 502 t/anno di CO (vedi punto B.7.2). In realtà, le emissioni di NO_x e CO dell'impianto saranno sensibilmente inferiori perché i dati massimi riportati si riferiscono all'impianto in funzione al massimo carico, cosa che si verifica di rado per questa tipologia di impianto.

Recupero termico (Fase C)

Il generatore di vapore a recupero (GVR) adottato è di tipo orizzontale a tre livelli di pressione con ri-surriscaldamento intermedio del vapore; il GVR è inserito all'esterno

dell'edificio macchine e a valle dello scarico della turbina a gas. La temperatura di ingresso dei gas di scarico è di circa 600°C mentre la temperatura di uscita al camino è di circa 100°C. La bassa temperatura dei gas di scarico al camino è resa possibile dal modestissimo tenore di zolfo presente nel gas naturale che consente di escludere problematiche di formazione di condensa acida. Il generatore di vapore sarà completo delle apparecchiature ausiliarie facenti parte del ciclo termico a vapore e cioè, serbatoio di raccolta del condensato, pompe di estrazione del condensato, degasatore, pompe alimento.



Figura 3: Tipica caldaia a recupero orizzontale a 3 livelli

Il sistema di vapore principale è composto dalle seguenti sezioni:

- Sezione AP (alta pressione): dalla caldaia a recupero all'ingresso della turbina a vapore, composto da tubazione, valvole, attemperatori e altre tubazioni ausiliarie.
- Sezione MP (media pressione) freddo: dalla turbina a vapore alla caldaia a recupero, composto da tubazione, valvole, attemperatori e altre tubazioni ausiliarie.
- Sezione MP (media pressione) caldo: dalla caldaia a recupero alla turbina a vapore, composto da tubazione, valvole, attemperatori e altre tubazioni ausiliarie.

- Sezione BP (bassa pressione): dalla caldaia a recupero alla turbina a vapore, composto da tubazione, valvole, attemperatori e altre tubazioni ausiliarie.
- By-pass AP: vapore al sistema di MP freddo.
- By-pass MP: vapore al condensatore
- By-pass BP: vapore al condensatore

I dati termodinamici fondamentali della caldaia a recupero sono mostrati nella tabella successiva.

Tabella 4: Dati termodinamici della caldaia a recupero

	Parametro	Unità di misura	Valore
Alta pressione	Temperatura vapore	°C	546
	Portata vapore:	kg/s	71
	Pressione vapore:	bar	126
Media pressione	Temperatura vapore:	°C	551
	Portata vapore:	kg/s	90
	Pressione vapore:	bar	30
Bassa pressione	Temperatura vapore:	°C	240
	Portata vapore:	kg/s	9,4
	Pressione vapore:	bar	5.4

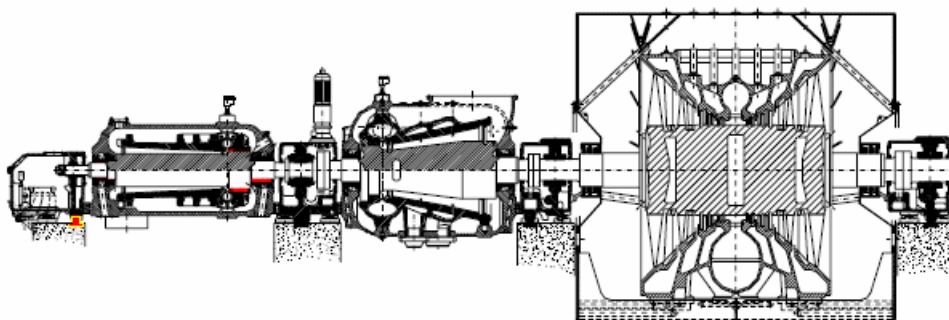
Ciclo Termico turbina a vapore (Fase D)

La turbina a vapore, prodotta anch'essa dal costruttore Ansaldo Energia, è del tipo a tre corpi, su cavalletto, con scarico verticale.

L'elevata potenza della macchina richiede un doppio flusso di uscita per smaltire la portata volumetrica a bassa pressione. La turbina è di tipo a ri-surriscaldamento intermedio, con estrazione del vapore dal corpo di alta pressione, surriscaldamento nel generatore di vapore, invio nel corpo di media pressione. Tale configurazione consente un miglioramento sensibile del rendimento del ciclo termico. E' dotata di by-pass del vapore al fine di evitare il blocco dell'intero sistema nel caso di temporaneo blocco della turbina a vapore. La turbina sarà munita di adeguata cofanatura insonorizzante e dei necessari sistemi ausiliari e di controllo. In tabella 5 sono riportati i dati principali relativi alla turbina a vapore e al ciclo termico.

Tabella 5: Parametri principali della turbina a vapore

	Parametro	Unità di misura	Valore
Alta pressione	Portata vapore:	kg/s	142.14
	Pressione vapore:	bar	123
	Temperatura vapore:	°C	544
Media pressione	Portata vapore:	kg/s	175.9
	Pressione vapore:	bar	28.5
	Temperatura vapore:	°C	549
Bassa pressione	Portata vapore:	kg/s	196.17
	Pressione vapore:	bar	4,9
	Temperatura vapore:	°C	238
Condensatore	Pressione vapore:	bar	0.08
	Temperatura vapore:	°C	41


Figura 3: Turbina a vapore Ansaldo Energia a 3 corpi (alta, media e bassa pressione)

Sistema di Raffreddamento (Fase E)

La condensazione del vapore avviene in un condensatore ad aria nel quale il fluido refrigerante è costituito dall'aria ambiente, spinta attraverso i fasci scambiatori, a tubi alettati, da ventilatori assiali di grande diametro e bassa velocità.

Il progetto del condensatore ad aria tiene in considerazione una situazione di by-pass completo della turbina.



Figura 4: Condensatore ad aria

Il condensatore è composto di 42 celle, collettori vapore e condensato, serbatoio di accumulo condensato con torretta degasante, gruppo vuoto per estrazione incondensabili. Le celle sono basate su di un unico piano, posto ad una altezza di circa 20 m. sul piano di campagna, realizzato e supportato da strutture metalliche. La quota superiore, che corrisponde all'uscita dell'aria, è a circa 33 m. sempre sul piano campagna.

Ognuna delle 42 celle del condensatore è costituita da due fasci tubieri inclinati, disposti come i lati uguali di un triangolo isoscele, in modo da formare una cosiddetta capanna. Alla base del triangolo è posizionato il ventilatore di spinta, che forza l'aria ad attraversare i fasci in direzione trasversale, dall'interno della capanna verso l'esterno. Le celle sono poste in file parallele di 6 celle ciascuna. Lungo il vertice di ciascuna fila corre un collettore che distribuisce il vapore a ciascun fascio. Per effetto della sottrazione di calore da parte dell'aria il vapore condensa, ed il condensato scende per gravità verso i bordi inferiori dei fasci, dove sono situati i collettori di raccolta. I collettori convogliano poi il condensato alla torretta degasante, e da questa al sottostante serbatoio di accumulo, dal quale aspirano le

pompe di estrazione condensato che, assieme alle pompe alimento, alimentano le caldaie a recupero.

Poiché il vapore contiene tracce di aria dovuta alle rientrate nella sezione di bassa pressione della turbina a vapore, che opera in parte sotto vuoto, è previsto un gruppo di estrazione incondensabili costituito da pompe da vuoto ad anello liquido. L'aria estratta viene così espulsa all'atmosfera.

Tutto il circuito vapore - condensato opera sotto vuoto, ad una pressione assoluta variabile tra 40 e 200 mbar, in funzione della temperatura ambiente. La riduzione del carico ed il funzionamento con bassa temperatura ambiente viene ottenuto riducendo la velocità dei ventilatori, e poi fermandone un numero via via crescente.

L'aria ambiente viene a contatto dapprima con le pale dei ventilatori, in vetroresina, e poi con le superfici esterne alettate dei fasci scambiatori, che sono in alluminio. Non vi è alcun contatto con il vapore, né con qualsiasi altro fluido.

Impianto di prelievo, condizionamento, trattamento delle acque e produzione di acqua demineralizzata (Fasi G, H,-L)

Il fabbisogno idrico della Centrale in fase di esercizio richiede acque di due qualità e trae origine:

- da consumi di vario tipo, associati in generale ad esigenze di lavaggio degli impianti e delle macchine o specificatamente per esigenze di antincendio, soddisfatti con acqua di qualità intermedia, denominata acqua servizi
- dalla necessità di reintegrare con acqua demineralizzata l'acqua del Ciclo Termico e dalle esigenze di lavaggio del compressore delle Turbine a gas.

La fonte primaria di acqua è costituita dall'acqua di pozzo, integrata dall'acqua piovana recuperata e conservata, in funzione dell'andamento delle precipitazioni.

Il sistema di recupero dell'acqua piovana è costituito dalla rete di raccolta e da due vasche distinte: una vasca per acqua di prima pioggia (300 m³), ed una per acqua di seconda pioggia (2.000 m³). Le acque provenienti da zone potenzialmente contaminabili da olio (es. parcheggi) sono inviate esclusivamente alla vasca di prima pioggia, insieme a tutte le altre acque per i primi 30 minuti. Dopo 30 minuti le acque provenienti da aree non contaminabili (es. tetti) vengono commutate verso la vasca di seconda pioggia.

Dalla vasca di seconda pioggia l'acqua passa direttamente ai trattamenti sotto elencati, mentre quella di prima pioggia e quella proveniente da zone contaminabili subisce prima un trattamento di disoleazione.

Per garantire la disponibilità d'acqua avente caratteristiche adeguate all'uso sono state adottate scelte tecnologiche avanzate poiché la produzione di energia elettrica richiede l'utilizzo di acque con elevati standard qualitativi. A tal fine l'acqua di pozzo, quella piovana e quella recuperata dal processo sono sottoposte ai seguenti sistemi di recupero e trattamento:

- Pre-trattamento mediante ossidazione, dosaggio ipoclorito, e filtrazione a sabbia/carbone, per la produzione di acqua servizi;
- Impianto per la produzione di acqua demineralizzata mediante ultrafiltrazione, sterilizzazione, osmosi inversa ed elettrodeionizzazione;
- Sistema di trattamento e recupero degli scarichi liquidi e concentrati mediante chiariflocculazione, osmosi inversa, evaporatore/cristallizzatore, separazione e concentrazione fanghi.

Il sistema descritto assicura livelli qualitativi elevati delle acque trattate e garantisce:

- affidabilità
- flessibilità di esercizio
- trattamento e recupero massimo delle acque trattate, secondo la tecnologia "*zero liquid discharge*".

E' prevista una tubazione per scaricare all'esterno del lotto il troppo pieno della vasca di seconda pioggia, nel caso di periodi intensa piovosità prolungata nel tempo. Questa tubazione verserà in un collettore acque bianche e da qui al depuratore consortile a servizio del comparto industriale in cui la Centrale è collocata.

L'acqua per l'uso sanitario viene fornita da acquedotto, mentre gli scarichi da lavabi e bagni sono collettati alla rete acque nere di comparto, all'esterno della Centrale sino al depuratore consortile.

E' previsto l'utilizzo dell'acqua di acquedotto per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza.

E' infine prevista una tubazione di piccolo diametro (2") per scaricare nel colatore Valguercia, eccezionalmente e per brevi periodi, il concentrato dell'osmosi primo passo in

caso di fuori servizio del sistema di recupero scarichi, nel rispetto della legge per quanto riguarda quantitativo e contenuto.

Le opere connesse (elettrodotto e gasdotto)

Elettrodotto

La realizzazione del collegamento della centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) rende necessaria la costruzione di:

- una Stazione Elettrica a 380 kV, sita nel Comune di Turano Lodigiano, che permette l'immissione nella rete di Alta Tensione della potenza prodotta dalla Centrale;
- un collegamento aereo a 380 kV di circa 70 m che si svilupperà dall'impianto di produzione fino alla suddetta Stazione Elettrica di interconnessione;
- un raccordo in entra – esce tra la Stazione Elettrica di interconnessione e l'elettrodotto a 380 kV San Rocco - Tavazzano, di proprietà della Società Terna.

Stazione elettrica di interconnessione alla RTN a 380 kV

La stazione elettrica di interconnessione permette di collegare alla rete nazionale a 380 kV la linea proveniente dall'impianto di generazione, la cui produzione verrà smistata sulle direttrici di San Rocco e di Tavazzano.

L'interruzione della linea aerea San Rocco - Tavazzano per inserire la nuova stazione porta alla definizione di 2 linee:

- S. Rocco – Turano, che diverrà la linea 301 della RTN
- Turano – Tavazzano, che diverrà la linea 303 della RTN

La stazione elettrica è ubicata nel comune di Turano Lodigiano (provincia di Lodi), in un terreno con destinazione urbanistica industriale localizzato all'interno del Comparto Nord dell'area industriale "Ex Raffineria Sarni".

Il sito dista circa 3 km dal centro cittadino di Turano, 15 km dal centro di Lodi, 5 km da Casalpusterlengo e 4 km da Castiglione d'Adda.

La stazione sarà collegata in entra-esce alla Rete Nazionale di Trasporto con l'esistente linea aerea 380 kV S. Rocco– Tavazzano.

L'impianto occupa un'area di circa 30.000 m² (comprensiva dell'eventuale ampliamento di 2 stalli richiesto da Terna).

L'accesso alla stazione è previsto da un unico ingresso, tramite la viabilità interna all'area industriale ex-Sarni, prevista dal piano di lottizzazione.

Sopra tale area è in fase di realizzazione la Stazione costituita da una sezione a 380 kV a doppia sbarra (con congiuntore di parallelo) con isolamento in aria, con n. 5 stalli di linea (centrale di Turano, linee per San Rocco e per Tavazzano e due future).

L'interruttore sullo stallo di collegamento alla centrale permetterà la separazione dalla rete dell'intero impianto di produzione; la consegna dell'energia alla rete di trasmissione nazionale avverrà in corrispondenza del relativo sezionatore di linea.

I dispositivi per la misura contrattuale dell'energia (TA, TV e contatori) verranno installati dal lato Sorgenia Power del collegamento aereo (in tubo) tra Terna e Sorgenia Power.

I servizi ausiliari in c.a. saranno alimentati da trasformatori MT/BT, alimentati dalla rete MT locale, ed integrati da un gruppo elettrogeno di emergenza.

Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in c.c. tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

Tracciato dell'elettrodotto di collegamento tra Terna e Sorgenia Power

Un collegamento aereo a 380 kV in tubo AlMgSi Ø 220/207 collegherà la stazione d'Utente in GIS (che collegherà l'energia generata dall'impianto di produzione a ciclo combinato) e la Stazione TERNA.

Tale collegamento, pur se minimale (di lunghezza 70 m circa), verrà definito linea 910 della RTN, in quanto comunque funzionalmente gestito come una linea di trasmissione (con stallo interruttore sia dal lato Terna che dal lato Sorgenia Power del collegamento).

Descrizione del tracciato – raccordo

I raccordi in oggetto hanno origine dai portali della nuova stazione elettrica a 380 kV di Turano Lodigiano, di smistamento ed allacciamento alla RTN della centrale Sorgenia Power, dalla quale escono con orientamento Sud-Ovest.

Entrambi i raccordi procedono tra loro paralleli ad una distanza tra gli assi di circa 36 m fino a raggiungere l'elettrodotto esistente S.Rocco - Tavazzano.

Percorsi circa 100 metri nel territorio del Comune di Turano Lodigiano attraversano il Colatore Valguercia, che segna il confine comunale, entrando nel territorio del Comune di Casalpusterlengo.

Da qui, sempre con direzione Sud-Ovest, attraversano la Roggia Cavallara e quindi una strada interpoderale in terra battuta, nei pressi della quale sono previsti due sostegni, proseguendo fino a raggiungere i sostegni di angolo ove si realizza il raccordo alla linea esistente.

I sostegni di angolo di cui sopra saranno realizzati in luogo di un sostegno esistente, indicato nella corografia allegata, del quale è prevista la demolizione.

Il progetto dell'elettrodotto sarà conforme al dettato della normativa in vigore, di seguito elencata:

- Decreto 29 Maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"
- DPCM 8 luglio 2003 "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti"
- Legge 22 febbraio 2001, n.36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici".

In particolare il campo magnetico generato dai raccordi a 380 kV tra la futura stazione elettrica e l'elettrodotto S.Rocco-Tavazzano rispetterà gli obiettivi di qualità di cui all'articolo 4 del citato DPCM 08/07/03 previsti per gli elettrodotti di nuova realizzazione, pari a 3 microTesla per l'induzione magnetica, *"da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio",* in corrispondenza di aree gioco per l'infanzia, di ambienti abitativi, di ambienti scolastici e di luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore".

Il campo elettrico generato dai raccordi a 380 kV sarà inferiore al limite di esposizione previsto all'articolo 3 del citato DPCM 08/07/03, pari a 5 kV/m inteso come valore efficace, *"che non deve essere superato in alcuna condizione di esposizione della popolazione e dei lavoratori"* (Legge 36/2001).

Gasdotto

Il gasdotto ha lo scopo di assicurare la fornitura di gas naturale alla centrale elettrica a ciclo combinato.

L'opera è progettata e realizzata in conformità alla normativa vigente in materia, ed in particolare alle "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione, l'accumulo e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8" contenute nel DM 24/11/84 del Ministero dell'Interno e successive modifiche.

La definizione del tracciato di un gasdotto è condizionata dal rispetto della legislazione vigente e dalla normativa tecnica relativa alla progettazione di gasdotti, al fine di garantire la sicurezza e l'efficienza nel tempo della condotta.

Il tracciato del gasdotto di allacciamento, che qui di seguito viene descritto, è il risultato di uno studio cartografico eseguito in ufficio, e di un accurato sopralluogo sul territorio per verificare le evidenze geomorfologiche e l'urbanizzazione in atto.

Il punto di stacco dalla rete SNAM esistente risponde ai seguenti requisiti:

- Sufficiente potenzialità idraulica della rete a monte;
- Posizione adeguata, in relazione alle caratteristiche geomorfologiche del territorio ed alla urbanizzazione, per il collegamento al punto di consegna;
- Lunghezza non eccessiva dell'allacciamento risultante;

Il lotto per la realizzazione della Centrale ha l'importantissimo vantaggio di essere molto vicino (60 mt. c.a.) ad una camera di valvole del gasdotto a alta pressione Cortemaggiore - Ripalta.

Tale aspetto ha condizionato sostanzialmente la scelta del sito di realizzazione.

Lo stacco vero e proprio dal gasdotto principale è stato realizzato da SNAM, che ha portato una tubazione da 20" fino all'ingresso della stazione di filtrazione e misura.

Le opere realizzate per il collegamento sono di lieve entità e, di modestissimo impatto ambientale; il percorso non interessa inoltre vincoli paesistici di nessun tipo, correndo a profondità adeguata lungo suoli agricoli. Non sono stati necessari attraversamenti di ferrovie, autostrade o strade statali. L'unica opera degna di menzione è il sottopasso del canale Muzza, realizzato con la tecnica TOC.

Le amministrazioni pubbliche interessate dal tracciato sono:

- Provincia di Lodi
- Comune di Turano Lodigiano

- Comune di Bertonico.
- Altre amministrazioni ed Enti:
 - Snam Rete Gas

Il gasdotto, progettato per alimentare la nuova centrale elettrica a ciclo combinato, trasporterà gas naturale ed è dimensionato per una pressione massima di esercizio di 75 bar. L'opera è costituita da:

- Linea:
 - condotta interrata con diametro nominale DN 500 (20") della lunghezza complessiva di 6,4 km. circa;
- Impianti di linea:
 - n. 1 stazione di intercettazione filtrazione e misura (PIDA 1) all'interfaccia con lo stacco SNAM
 - n. 1 punto di intercettazione con discaggio di allacciamento (PIDA2) all'arrivo in centrale.

Per la realizzazione del sistema di trasporto, verranno utilizzate tubazioni con diametro nominale DN 500 mm. (20")