



Allegato B18

Relazione tecnica dei processi produttivi

INDICE

Introduzione	3
Descrizione del processo produttivo	4
Tecnologie e impianti	7
Bilancio di massa ed energia	7
Specifiche delle fasi	8
Riduzione e contabilizzazione gas (Fase A)	8
Ciclo termico a gas (Fase B)	8
Scarico Fumi (Fase B1)	9
Recupero termico (Fase C)	9
Ciclo Termico turbina a vapore (Fase D)	10
Sistema di Raffreddamento (Fase E)	11
Caldaia ausiliaria (Fase F)	12
Sistema di raffreddamento ausiliari (Fase G)	13
Impianto di prelievo, condizionamento, trattamento delle acque e produzione di acqua demineralizzata (Fasi H,-L)	14
Le opere connesse (elettrdotto e gasdotto)	
Elettrdotto	15
<i>Stazione elettrica di interconnessione alla RTN a 380 kV</i>	15
<i>Tracciato dell'elettrdotto di collegamento tra Terna e Sorgenia Power</i>	15
<i>Descrizione del tracciato – raccordo</i>	16
Gasdotto	17

Introduzione

La presente relazione tecnica ha lo scopo di fornire la descrizione dei processi produttivi relativi alla centrale a ciclo combinato di Aprilia 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);
- Caldaia ausiliaria (Fase F)
- Sistema di raffreddamento ausiliari (Fase G);
- Sistema di condizionamento delle acque per uso industriale (Fase H)
- Sistema di monitoraggio (Fase I)
- Sistema di prelievo, raccolta, recupero e trattamento acque (Fase L).

L'impianto è ubicato all'interno di un lotto, situato nel Comune di Aprilia, provincia di Latina. Il sito ha le seguenti caratteristiche:

Localizzazione:	Aprilia (LT)		
Superficie disponibile (impianto):	64780 m ²		
Elevazione del sito:	75 m s.l.m.		
Coordinate della posizione:	latitudine	41°34'nord	
	longitudine	12° 38' est	

La nuova centrale è dotata delle seguenti interfacce:

- Connessione alla rete elettrica nazionale a 380 kV nella stazione elettrica di Aprilia attraverso un elettrodotto in cavo in semplice terna a 380 kV (del tipo estruso) della lunghezza complessiva di circa 1,4 km;
- Collegamento al gasdotto SNAM, tramite una tubazione DN 450 di circa 9,1 km;
- Prelievo di acqua da un pozzo situato all'interno del perimetro di centrale, per una portata di 8 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.

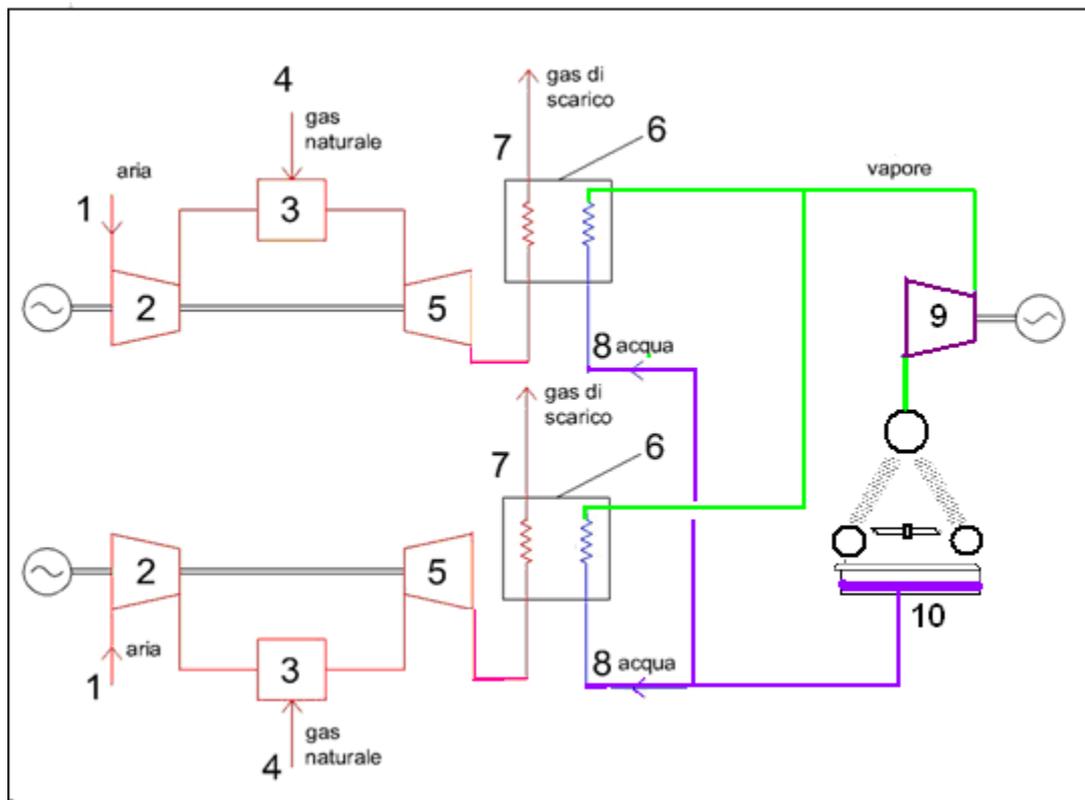
L'aria (1), precedentemente filtrata, entra nel compressore della turbina a gas (2), dove viene portata alla massima pressione del ciclo. Successivamente entra nella camera di combustione (3), dove avviene la combustione del gas naturale (4), proveniente dal gasdotto. I fumi caldi e ad alta pressione 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.



1 Aria comburente; 2 Compressore; 3 Combustore; 4 Gas naturale; 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'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'aerotermo 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. 805,6 MW lordi complessivi
Rendimento elettrico	ca. 56.78% netto
Rumore alla recinzione:	65 dB(A)
Emissione di NO _x	< 30 mg/Nm ³ (valore garantito)
Emissione di CO	< 30 mg/Nm ³ (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. 272,7 MW
Turbine a vapore (TV)	n. 1 a condensazione con potenza di 260,2 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 55 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	3 x 50% 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 incondensabili..
Sistema gas naturale	Sistema in grado di trattare gas a pressione compresa fra 35 e 65 bar, pressione di alimentazione gas al turbogas pari a circa 30 bar con un consumo stimato in 8000 ore dei due turbogas pari a 871.528 ton/anno
Trattamento e scarico delle acque	Sistema completamente ridonato 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): 28,8 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 9,1 km dal sito
Elettrodotto	Allacciamento all'elettrodotto a 380 kV Latina – Roma Sud 2

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	Sì
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 (17°C)

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale	MW	1399,35
Potenza turbine a gas	MW	545,4
Potenza turbina a vapore	MW	260,2
Potenza lorda totale	MW	805,6
Consumi ausiliari	MW	13,8
Potenza netta totale	MW	791,75
Rendimento netto totale	%	56,78

Specifiche delle fasi

Riduzione e contabilizzazione gas (Fase A)

Il gas naturale proveniente dal gasdotto SNAM (lunghezza circa 9,1 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 NOx) 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 carroponti 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%.

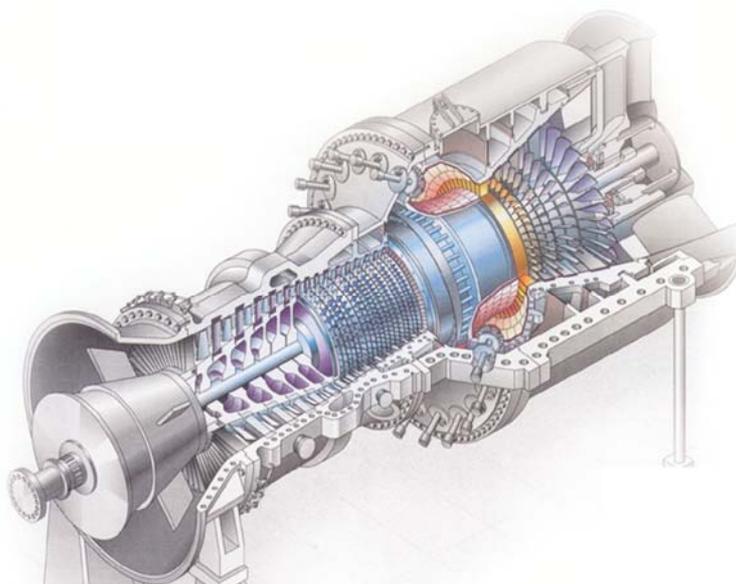


Figura 2: Turbina a gas Ansaldo V94.3A

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 55 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 alla capacità produttiva è di circa 4.214.612 Nm³/h, da considerare ripartita in parti uguali tra i due camini. Le emissioni annue totali, considerando di prendere cautelativamente il Valore Limite Autorizzato¹ per 8.000 ore di funzionamento all'anno, sono circa 506 t/anno di NO_x e 506 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 riportati si riferiscono all'impianto alla massima capacità produttiva.

Recupero termico (Fase C)

Il generatore di vapore a recupero (GVR) adottato è di tipo orizzontale a tre livelli di pressione con risurriscaldamento 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 costituite da serbatoio di raccolta e pompe di estrazione del condensato, degasatore, pompe di alimento.



Figura 3: Tipica caldaia a recupero orizzontale a 3 livelli

¹ Il Valore Limite Autorizzato è pari a 30 mg/Nm³ @15%O₂ per il CO e 30 mg/Nm³ @15%O₂ per le emissioni di NO_x

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 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

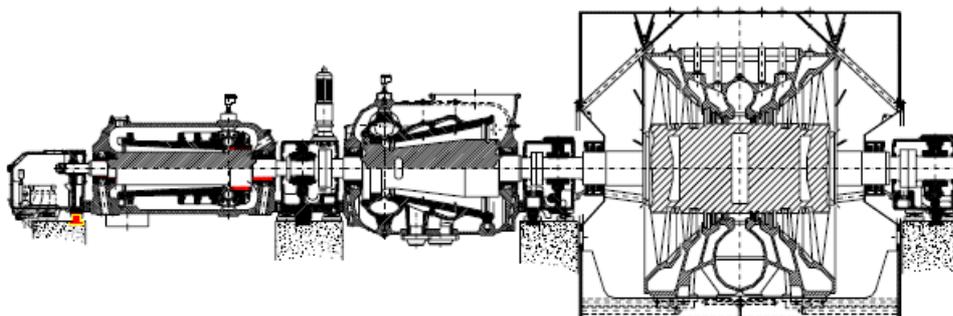


Figura 4: Turbina a vapore Ansaldo Energia a 3 corpi (alta, media e bassa pressione)

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. 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.



Figura 5: Condensatore ad aria

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.

Caldaia ausiliaria (Fase F)

La caldaia ausiliaria (Marca Bono Energia) è alimentata esclusivamente a metano alla pressione di 1.5 barg ed è in grado di produrre fino a 12 t/h di vapore surriscaldato a 300°C alla pressione di 14 barg con un rendimento totale del 92%. La sua potenza nominale massima al focolare è di circa 11 MW.

La caldaia serve a produrre il vapore da inviare alle tenute della turbina a vapore (circa 3-4 ton/h) per iniziare le operazioni di produzione o mantenimento del vuoto sul sistema condensatore.

Il suo utilizzo è pertanto richiesto solo nei casi di avviamento da freddo dell'intero impianto successivamente ad una fermata generale, oppure per occasionali fermate brevi quando non vi è disponibilità di vapore dai GVR. Le ore di funzionamento della caldaia ausiliaria dipendono quindi esclusivamente dal numero di spegnimenti/avviamenti dell'impianto, principalmente correlati alla futura richiesta di energia elettrica da parte del mercato nazionale.

Indicativamente, si stima che la caldaia funzionerà per circa 100 ore all'anno a massimo carico. Durante la marcia dell'impianto principale la caldaia ausiliaria rimane in stand by caldo senza consumo di metano e quindi a zero emissioni di inquinanti in atmosfera, attraverso la linea di vapore di tamponamento derivata da entrambe le caldaie a recupero principali.

Il gas naturale bruciato dalla caldaia ausiliaria viene misurato per il controllo delle prestazioni e per la regolazione della combustione mediante un misuratore di portata e risulta essere inferiore all'1 per mille del gas naturale utilizzato in centrale.

L'acqua di alimentazione della caldaia proviene dal serbatoio raccolto condensato di centrale già additivata di prodotto alcalinizzante o in alternativa dal serbatoio di stoccaggio dell'acqua demi di centrale; il condizionamento chimico della caldaia con deossigenante e fosfati è eseguito in loco, dove gli stessi sono stoccati in contenitori da 1 m³ dotati di adeguati bacini di contenimento.

Gli additivi vengono inviati a spot alla caldaia ausiliaria, in base ai risultati delle analisi effettuate dal personale addetto, attraverso una linea dedicata, mediante le pompe di dosaggio dedicate, del tutto simili a quelle dei GVR.

La caldaia è dotata di un sistema di ricircolo dei fumi per l'abbattimento e controllo delle emissioni degli inquinanti; in uscita al camino della caldaia ausiliaria è presente un sistema di monitoraggio emissioni in continuo dei seguenti inquinanti: NO_x, CO, polveri e SO_x.

Sistema di raffreddamento ausiliari (Fase G)

Il sistema ha lo scopo di evitare il surriscaldamento degli impianti ausiliari di centrale (alternatori, casse olio di lubrificazione, pompe di alimento, pompe di estrazione del condensato, pompe vuoto, scambiatori di

spurghi di caldaia, banchi di campionamento). Il fluido refrigerante (acqua in circuito chiuso) attraversa gli scambiatori di calore degli ausiliari, per poi essere raffreddata con aria forzata (air cooler).

Qualora la temperatura ambiente fosse troppo elevata (42°C) e non fosse sufficiente il raffreddamento attraverso l'esclusivo ciclo chiuso, per le condense degli spurghi di caldaia è prevista anche una piccola torre evaporativa. L'eccezionalità del suo funzionamento non incide pertanto nel bilancio idrico della centrale.

Impianto di prelievo, condizionamento, trattamento delle acque e produzione di acqua demineralizzata (Fasi 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 corpo idrico superficiale denominato Fosso Caronte.

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 alla fognatura comunale.

E' previsto l'utilizzo dell'acqua di acquedotto per il reintegro del serbatoio acqua antincendio in caso di emergenza (qualora fosse esaurita la riserva idrica antincendio e la pompa del pozzo fosse fuori servizio).

E' infine prevista una tubazione di piccolo diametro per scaricare nella fognatura comunale, 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

L'immissione in rete dell'energia prodotta dalla nuova Centrale di Aprilia rende necessaria la realizzazione di:

- due raccordi in semplice terna a 380 kV di collegamento dalla futura stazione elettrica di Aprilia all'elettrodotto Latina- Roma Sud 2 di lunghezza pari a circa 180 m ciascuno;
- un elettrodotto in cavo in semplice terna a 380 kV di collegamento tra la centrale di Aprilia e la futura stazione elettrica di Aprilia di lunghezza pari a circa 1,4 km;
- la futura stazione elettrica di interconnessione di Aprilia.

Stazione elettrica di interconnessione alla RTN a 380 kV

La nuova stazione elettrica di Aprilia sarà posizionata nei pressi dell'esistente elettrodotto a 380 kV Latina - Roma Sud 2 verso la quale convergeranno due raccordi all'elettrodotto stesso ed un nuovo elettrodotto in cavo a 380 kV provenienti dalla futura centrale.

Tracciato dell'elettrodotto di collegamento tra Terna e Sorgenia Power

Il tracciato del cavo transiterà in aree attualmente destinate ad uso agricolo ma ricadenti in un'area di destinazione industriale nel PRG futuro del Comune di Aprilia.

Partendo dalla località La Bottaccia, presso la quale sarà ubicata la centrale, l'elettrodotto si dirige verso la Strada Provinciale di Campo di Carne percorrendola per circa 230 m penetrando quindi nella futura stazione elettrica verso la quale, dall'altro lato della strada stessa, convergono anche i raccordi alla linea Latina - Roma Sud 2.

Il tracciato interessa il Comune di Aprilia per una lunghezza complessiva di circa 1,4 km.

L'elettrodotto sarà costituito da tre cavi monofase, di sezione pari a 2000 mm² ciascuno. La terna di cavi, disposta a triangolo o in piano, verrà posizionata all'interno di una trincea ad una profondità di posa superiore a 1,3 m. I cavi saranno opportunamente protetti e segnalati con nastro disposto longitudinalmente. Di seguito vengono elencate le entità attraversate dal collegamento in cavo a 380 kV.

Opera attraversata	Ente Interessato
Metanodotto SNAM	SNAM
Fosso della Bottaccia	Amministrazione Provinciale di Roma
Fosso Caronte	Amministrazione Provinciale di Roma
Strade Comunali	Comune di Aprilia

Descrizione del tracciato – raccordo

I tracciati dei due elettrodotti di raccordo, di lunghezza pari a circa 180 m ciascuno, consentono la realizzazione dell'entra-esce della linea Latina-Roma Sud 2 semplicemente attraversando la Strada Provinciale Campo di Carne nei pressi della Riserva della Cannuccia. I due nuovi sostegni saranno installati nei pressi dell'esistente sostegno n°114 di cui è prevista la demolizione. Il tratto di linea tra i due nuovi sostegni sarà demolito.

I raccordi saranno costituiti da due palificazione armate a semplice terna con 6 conduttori di energia e con una corda di guardia. Ciascuna fase elettrica sarà costituita da un fascio di due conduttori collegati fra loro da distanziatori e ciascun conduttore sarà costituito da una corda di alluminio della sezione complessiva di 766,5 mm² composta da 6 fili di alluminio del diametro di 4,0 mm con un diametro complessivo di 36,0 mm. I conduttori avranno un'altezza non inferiore a 11,5 m. Di seguito le entità attraversate dai raccordi in aereo per il collegamento della nuova stazione elettrica all'elettrodotto Latina - Roma Sud 2.

Opera attraversata	Ente Interessato
Strada Provinciale Campo di Carne	Amministrazione Provinciale di Roma
Linea di telecomunicazione	Telecom
Linea BT	Enel Distribuzione
Strada Provinciale Campo di Carne	Amministrazione Provinciale di Roma
Linea di telecomunicazione	Telecom
Linea BT	Enel Distribuzione
Strade Comunali	Comune di Aprilia

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;
- Possibilità di seguire per lunghi tratti, generalmente in parallelo a circa 10 mt. di distanza, il tracciato di metanodotti esistenti, minimizzando così l'impatto sul territorio.

Il punto di partenza della condotta in progetto corrisponde allo stacco dal gasdotto SNAM Cisterna – Pomezia in località “Tufello”, in corrispondenza dell'attraversamento della strada comunale “Via Tufello” ad una quota altimetrica di circa 120 m slm. il tracciato ed i varchi individuati permettono la realizzazione di una condotta di prima specie con $P < 75$ bar; sono state inoltre verificate le interferenze con il Piano Paesistico Regionale, i S.I.C, i Bioitaly ed il Piano Regolatore Comunale risultano compatibili.

Il gasdotto è dimensionato per una pressione massima di esercizio di 75 bar. L'opera è costituita da:

- Linea: condotta interrata con diametro nominale DN 400 (16”) della lunghezza complessiva di 9,1 km circa;
- Impianti di linea:
 - n. 1 punto di intercettazione derivazione importante (PIDI) sull'esistente metanodotto Cisterna - Pomezia DN 450 (18”);
 - n. 1 punto di intercettazione con discaggio di allacciamento (PIDA) all'arrivo in Centrale.

Per la realizzazione del sistema di trasporto, il progetto prevede l'utilizzo di tubazioni con diametro nominale DN 400 mm. (16”).