

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 Modugno, riportati nello schema di flusso di cui all'allegato A25. Sulla base dello schema suddetto, è possibile suddividere il processo produttivo della Centrale in nove fasi:

- A) Sistema di filtrazione, misura e riduzione gas;
- B) Ciclo termico a gas;
- C) Produzione di vapore;
- D) Ciclo termico a vapore;
- E) Sistema di condensazione;
- F) Ciclo di raffreddamento;
- G) Scarico fumi
- H) Sistema trattamento delle acque
- I) Sistema di monitoraggio.

Inoltre, sono presenti tre attività tecnicamente connesse al processo produttivo della Centrale

- AT1) Sistema antincendio
- AT2) Ausiliari
- AT3) Gestione dei rifiuti.

L'impianto è ubicato nell'area di sviluppo industriale di Bari-Modugno, in cui il Consorzio per lo Sviluppo Industriale di Bari ha assegnato un lotto di circa 5.6 ettari, vicino alla sottostazione ENEL 150 kV denominata Bari Ind/2. L'area effettivamente occupata dall'impianto è comunque circa 48 ettari. Il lotto presenta una forma triangolare con un vertice posizionato in corrispondenza dell'incrocio tra via dei Gladioli e via dei Garofani. Parte del suolo, in prossimità del vertice, è occupato da una sottostazione SNAM per la distribuzione del gas. All'interno dell'area è presente la sottostazione ENEL 150 kV denominata Bari Ind.2 che risulta essere a circa 3.6 km in linea d'aria dall'elettrodotto 380 kV DPT Bari Ovest-Foggia. L'area è collocata in un ambito funzionale caratterizzato esclusivamente dalla presenza industriale, e da limitrofe infrastrutture viarie, principalmente contraddistinte dalla presenza dell'asse autostradale dell'A14 (Bari-Napoli/Pescara), che dista in linea d'aria dal punto più vicino del confine del lotto circa 68 m a Sud-Ovest. La strada statale SS98 si trova, in linea d'aria, dal sito ad una distanza di

circa 1.09 km, la SS96 a circa 2.82 km e la SS16bis a circa 5.57 km, mentre le strade provinciali SP156 (Bitonto-Palese) e SP54 (Modugno-Palese) distano, in linea d'aria, rispettivamente circa 2.21 km e 1.51 km dal sito.

La centrale è dotata delle seguenti interfacce:

- Collegamento alla rete elettrica nazionale a 380 kV nella stazione elettrica di Terna di Palo del Colle attraverso una linea di 5.5 km, di cui 3.3 km interrati.
- Collegamento al gasdotto SNAM, tramite una tubazione di circa 1.2 km.
- Prelievo di acqua trattata dal Depuratore Bari Ovest, tramite un sistema di pompaggio dedicato ed una condotta di circa 8 km.
- 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, nere, acque di pozzo (da utilizzarsi solo in caso di emergenza per la fermata in sicurezza dell'impianto per un massimo di 24h).

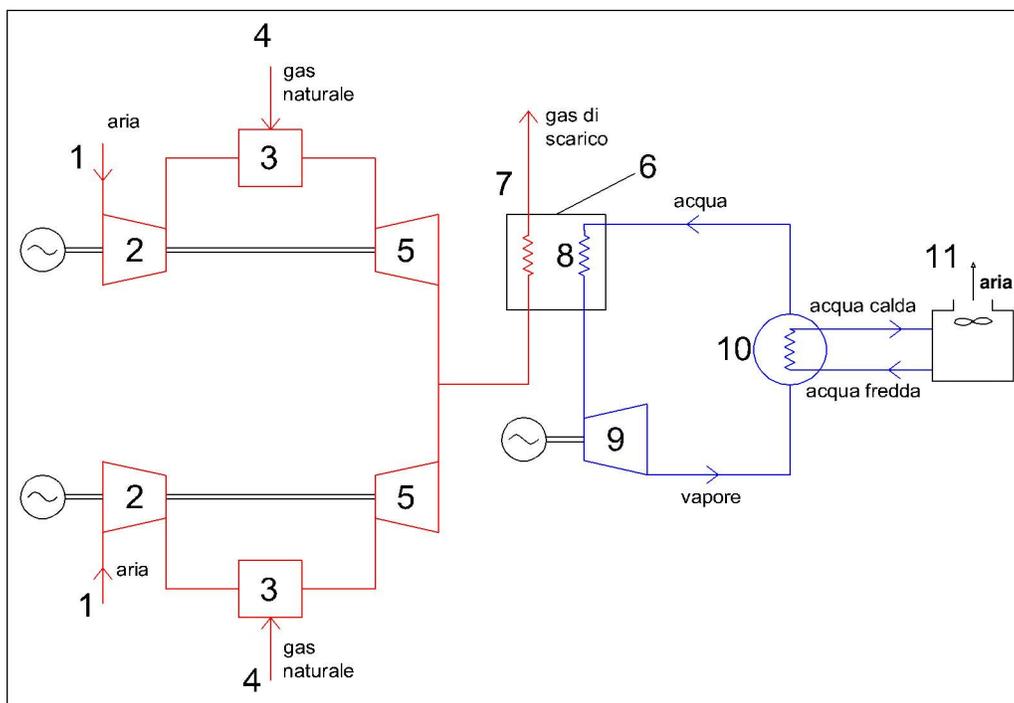
Descrizione del processo produttivo

La centrale è del tipo CCGT (combined cycle gas turbine) e sfrutta 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 (Fase B), 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 (Fase D). Il recupero dell'energia contenuta nei gas di scarico della turbina 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 (Fase C). 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 ed è inviato nuovamente nel generatore di vapore (Fase E).

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 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 a miscela raffreddato ad acqua: il circuito di raffreddamento è costituito dalle torri di tipo Heller a circolazione forzata.

Lo schema concettuale dell'impianto CCGT è riportato nella figura seguente.



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 Generatore di vapore; 9 Turbina a vapore; 10 Condensatore a miscela; 11 Torre di raffreddamento a ciclo chiuso (tipo Heller)

L'aria, precedentemente filtrata, entra nel compressore della turbina a gas, dove viene portata alla massima pressione del ciclo. Successivamente entra nella camera di combustione, dove avviene la combustione del gas naturale, proveniente dal gasdotto. I fumi caldi e ad alta pressione entrano nell'espansore della turbina a gas, che, messa in rotazione dall'espansione dei fumi, trascina il compressore e produce energia elettrica

trascinando un alternatore a cui è collegata (Fase B). I gas di scarico ancora caldi dallo scarico della turbina entrano nella caldaia a recupero (Fase C) e successivamente vengono espulsi tramite due camini (Fase G).

Nella caldaia a recupero viene generato vapore per mezzo del trasferimento di calore dai gas di scarico all'acqua di alimentazione. 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. 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 (Fase D). Il vapore in uscita dal corpo di bassa pressione della turbina a vapore viene quindi condensato nel condensatore (Fase E); 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 a miscela, che utilizza come fluido di raffreddamento l'acqua in circuito chiuso in circolazione nelle celle delle torri a circolazione forzata di aria del tipo Heller (Fase F). Tale sistema consente di raffreddare l'acqua in ciclo chiuso tramite lo scambio termico indiretto 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, il condensatore a miscela, e i carriponte di servizio);
- il complesso caldaia/camino connesso allo scarico delle turbine a gas tramite il condotto fumi;
- le torri di raffreddamento.

Tabella 1 - Sintesi delle caratteristiche dell'impianto

Potenza elettrica	ca. 760 MW netti complessivi
Rendimento elettrico	ca. 56,2% netto
Emissione di NOx	40 mg/Nm ³ (massima concentrazione oraria autorizzata) < 30 mg/Nm ³ (concentrazione garantita dal costruttore nelle condizioni di esercizio)
Emissione di CO	30 mg/Nm ³ (massima concentrazione oraria autorizzata)
Turbine a gas (TG)	n. 2 con potenza ciascuna di ca. 254,5 MW
Turbine a vapore (TV)	n. 1 a condensazione con potenza di ca. 266 MW
Consumi ausiliari e perdite	circa 15 MW
Generatori di vapore	n. 2 caldaie a recupero di tipo orizzontale, a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e sistema di riduzione catalitica del CO
Camini	n. 2 di altezza pari a 55 m
Condensatore e Torri di raffreddamento a secco	n. 1 a miscela raffreddato con torri di tipo Heller in ciclo chiuso senza consumo di acqua con 2 x 50% gruppi Motore – pompa – turbina idraulica di recupero
Sistema gas naturale	Sistema in grado di trattare gas a pressione compresa fra 25 e 65 bar, pressione di alimentazione gas al turbo gas pari a circa 49 bar con un consumo annuo totale dei due turbo gas pari a circa 852.208 ton.
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 totale massimo di acqua (sfiati, acqua nei fanghi, acqua nei sali): 405.150 m ³ /anno
Gasdotto	Allacciamento al gasdotto da 20" alla sottostazione di Montelandrone a circa 1.2 km dal sito
Elettrodotto	Allacciamento all'elettrodotto da 380kV DPT Bari Ovest – Foggia, che si trova a circa 3.6 km in linea d'aria dalla sottostazione Enel Bari Ind. 2 vicino all'impianto

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: Tipo di scarico: Numero di scarichi BP: Cavalletto:	3 (AP, MP, BP) verticale verso il basso 2 Sì
Pre-riscaldamento del gas	Sì (T_{gas} ingresso TG: 150 °C)
Configurazione del ciclo Livelli di pressione: Riscaldamenti: Posizione degasatore:	3 livelli di pressione 1 riscaldamento degasatore comune alle due caldaie a recupero
Sistema di raffreddamento	Condensatore a miscela e torri a ciclo chiuso del Tipo Heller

Bilanci di massa ed energia

In allegato A25 è mostrato il bilancio di massa in forma grafica. Il bilancio di energia è mostrato nella successiva tabella.

Tabella 3: Prestazioni generali dell'impianto (17,5 °C)

Parametro	Unità di misura	Valore
Potenza termica totale:	MWt	1350
Potenza turbine a gas	MWe	509
Potenza turbina a vapore	MWe	266
Potenza lorda totale	MWe	775
Consumi ausiliari	MWe	15
Potenza netta totale	MWe	760
Rendimento netto totale	%	56,2%

Specifiche delle fasi principali

Sistema di filtrazione, misura e riduzione gas (Fase A)

Il gas naturale proveniente dal gasdotto SNAM (lunghezza circa 1.2 km, connesso al Metanodotto SNAM) necessario ad alimentare la centrale viene fornito dalla rete SNAM alla pressione minima di 25 bar e massima di 75. Essendo derivato da una linea ad alta pressione, se ne richiede in genere la sua decompressione alla pressione di ca. 25-30 bar in una apposita stazione di riduzione e controllo. In alternativa il gas può essere portato alla pressione necessaria per l'alimentazione delle turbine a gas mediante 3 compressori centrifughi (uno di riserva). 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)

Le turbine a gas sono alimentate 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 NOx e CO. Ogni 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; le turbine a gas sono provviste 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.

Le turbine a gas, realizzate direttamente dal costruttore, sono del tipo Alstom GT26; una turbina ad alta efficienza dotata di una tecnologia di combustione sequenziale, potenza in condizioni ISO di circa 254,5 MW elettrici e rendimento in condizione ISO pari a circa 37,7%.

Per consentire un corretto funzionamento sia delle turbine a gas che a vapore e dei rispettivi alternatori è necessario che in tutte le condizioni operative dell'impianto i cuscinetti delle macchine siano adeguatamente lubrificati. Pertanto, in tale fase, come nella Fase D (Ciclo termico a vapore) è previsto il consumo di olio lubrificante, stoccato in apposite casse. Si prevede il consumo totale annuo (per la Fase B e D) di circa 6 t di olio lubrificante. In caso di fermata e/o blocco (trip) del turbogruppo, la lubrificazione necessaria per mantenere gli organi rotanti in movimento al minimo numero di giri prevede che l'olio venga inviato ai cuscinetti tramite una pompa di emergenza e quella di sollevamento. A valle delle casse di lubrificazione l'olio subisce un trattamento di refrigerazione e purificazione prima di essere immesso nei cuscinetti.

Un sistema a gas propano fornirà invece il gas per l'innesco dei bruciatori per la partenza delle turbine a gas. Il propano sarà contenuto in bombole sistemate in un cabinato situato nella zona componenti ausiliari di ciascuna turbina a gas. Le condizioni operative del propano saranno :

- Temperatura di progetto: 60°C
- Pressione di progetto 22 bar

Per quanto concerne invece l'intero ciclo termico a gas, il consumo di gas naturale previsto è pari a circa 852.208 t/anno. Le due turbine a gas sono in grado di produrre globalmente una potenza elettrica pari a 509 MWe lordi, data una potenza termica in ingresso pari a 1350 MWt; considerando un numero di ore di funzionamento annue della centrale pari a 8103, il ciclo termico a gas è in grado di produrre 4.124.888 MWhe annui.

Produzione di Vapore (Fase C)

I generatori di vapore a recupero (GVR) adottati sono di tipo orizzontale a tre livelli di pressione con ri-surriscaldamento intermedio del vapore; i GVR sono inseriti all'esterno dell'edificio macchine e a valle dello scarico delle turbine 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 é resa possibile dal modestissimo tenore di zolfo presente nel gas naturale (inferiore a 1 ppm/mol) 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.

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, drenaggi e altre tubazioni ausiliarie.
- Sezione MP (media pressione) freddo: dalla turbina a vapore alla caldaia a recupero, composto da tubazione, valvole, drenaggi e altre tubazioni ausiliarie.
- Sezione MP (media pressione) caldo: dalla caldaia a recupero alla turbina a vapore, composto da tubazione, valvole, drenaggi e altre tubazioni ausiliarie.
- Sezione BP (bassa pressione): dalla turbina a vapore alla caldaia a recupero, composto da tubazione, valvole, drenaggi 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	Portata vapore:	kg/s	87
	Pressione vapore:	bar	140
	Temperatura vapore:	°C	570
Media pressione	Portata vapore:	kg/s	100
	Pressione vapore:	bar	30
	Temperatura vapore:	°C	565
Bassa pressione	Portata vapore:	kg/s	7
	Pressione vapore:	bar	5.9
	Temperatura vapore:	°C	284

Durante tale fase è inoltre previsto il consumo dei seguenti prodotti chimici:

<i>Descrizione</i>	<i>Consumo annuo</i>
Ammoniaca	3 t
Deossigenante	1 t
Fosfato Trisodico	3 t

Ciclo termico a vapore (Fase D)

La turbina a vapore, prodotta anch'essa dal costruttore Alstom Power, 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 bassa 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 è munita di adeguata cofanatura insonorizzante e dei necessari sistemi ausiliari e di controllo.

La seguente tabella mostra i dati principali relativi alla turbina a vapore e al ciclo termico.

Tabella 5: Parametri principali turbina a vapore

Parametro		Unità di misura	Valore
Alta pressione	Portata vapore:	kg/s	176
	Pressione vapore:	bar	135
	Temperatura vapore:	°C	565
Media pressione	Portata vapore:	kg/s	200
	Pressione vapore:	bar	29
	Temperatura vapore:	°C	565
Condensatore	Portata vapore:	kg/s	210
	Pressione vapore:	bar	0.1
	Temperatura vapore:	°C	46.6

In sintesi, il ciclo termico a vapore è in grado di produrre una potenza elettrica pari a circa 266 MWe lordi; considerando un numero di ore di funzionamento annue della centrale pari a 8103, il ciclo termico a vapore è in grado di produrre 2.156.281 MWhe annui.

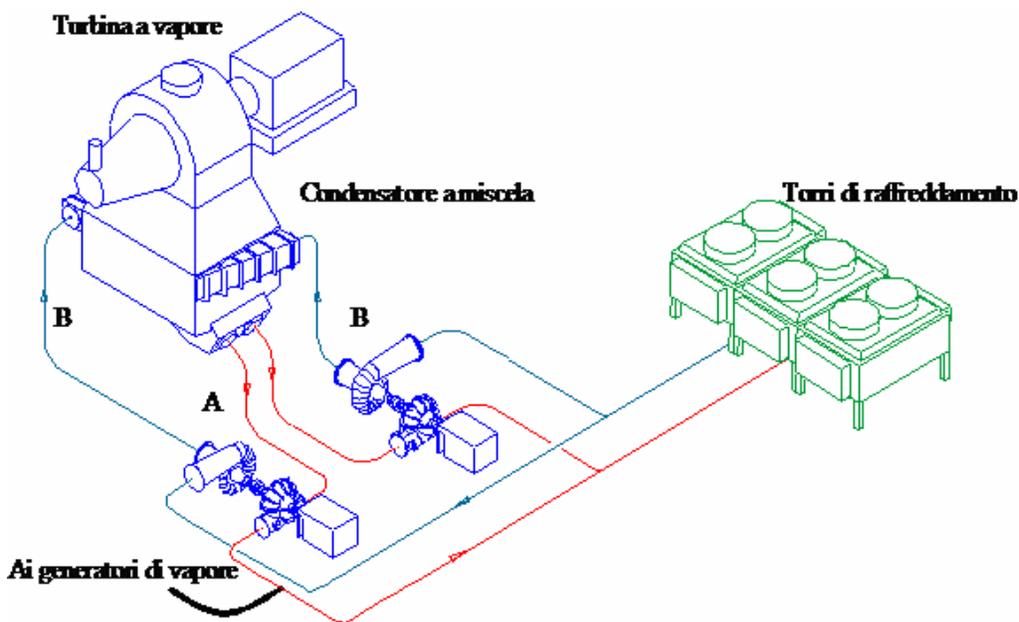
Tra le materie ausiliarie impiegate in tale ciclo, è previsto un consumo di idrogeno allo scopo di raffreddare gli avvolgimenti dell'alternatore. L'alimentazione dell'idrogeno all'alternatore viene erogata costantemente per ovviare alle perdite continue dell'alternatore già previste in fase di progetto e per mantenere la pressione di progetto (circa 6 bar) all'interno del generatore. In caso di perdite più consistenti di quelle previste (maggiori di 12 Nm³/die o in caso di perdite maggiori di 5 Nm³/h) un misuratore di flusso attiverà la chiusura della valvola di blocco situata nella stazione di stoccaggio bombole idrogeno. Tale valvola sarà comandata a solenoide e sarà installata immediatamente a valle del gruppo di riduzione della pressione.

Sistema di condensazione (Fase E)

La condensazione del vapore avviene in un condensatore a miscela nel quale il fluido refrigerante è costituito da un flusso di acqua demineralizzata refrigerata all'interno di torri a ciclo chiuso a circolazione forzata di aria del Tipo Heller (vedi Fase F). Il progetto del condensatore a miscela tiene in considerazione una situazione di by-pass completo della turbina.

Ciclo di raffreddamento (Fase F)

Il sistema di raffreddamento "indiretto" (Tipo Heller) utilizza acqua di raffreddamento in circuito chiuso, per dissipare il calore del ciclo. Così come indicato nella figura seguente, il sistema prevede che l'acqua di raffreddamento ceda il calore del ciclo senza contatto diretto con aria all'interno di torri di raffreddamento. La differenza sostanziale del sistema proposto rispetto ad un sistema di condensazione ad acqua è che la cessione di calore non avviene tramite evaporazione del fluido di raffreddamento. Pertanto in questo caso non sono previsti rilascio di vapore in atmosfera, né ricadute di gocce nell'intorno delle torri, dovute all'effetto di trascinamento, effetto inevitabile nel caso di contatto diretto aria - acqua. Come conseguenza di quanto sopra indicato, il sistema proposto non necessita in continuo di spurghi, reintegri e iniezione di additivi chimici.



Schema di principio sistema di raffreddamento "indiretto"

Nel seguito sono riportate le caratteristiche principali del sistema, vale a dire: condensatore a miscela e torri di raffreddamento.

Condensatore a miscela (v. anche Fase E)

Il Condensatore a miscela permette la condensazione del vapore in uscita dalla turbina, tramite la miscelazione con acqua proveniente dal circuito di raffreddamento.

La miscela così ottenuta è inviata, mediante pompe di circolazione, alle torri di raffreddamento; solamente una piccola percentuale di tale miscela (pari a circa il 2% del totale) è inviata ai generatori a vapore per la trasformazione in vapore e la conseguente reimmissione in turbina.

Torri di raffreddamento (di tipo indiretto)

Le torri di raffreddamento rappresentano il mezzo attraverso il quale viene raffreddata l'acqua proveniente dal condensatore a miscela. Il raffreddamento dell'acqua avviene mediante una serie di scambiatori, aventi una sezione tipicamente triangolare, che permettono di dissipare il calore "indirettamente" con aria a temperatura ambiente. Sulla sommità della torri sono posizionati, analogamente a quanto avviene nelle torri di raffreddamento tradizionali, dei ventilatori per favorire la circolazione dell'aria e migliorare così l'efficienza dello scambio termico. Questa modalità di scambio termico non prevede evaporazione dell'acqua, che circola in un circuito chiuso: non sono necessari pertanto reintegri dell'acqua e ripristino del livello salino originale. Le torri di raffreddamento sono composte da blocchi indipendenti tra loro e possono essere posizionate ad una distanza considerevole dal condensatore a miscela, permettendo così la massima versatilità di installazione a seconda degli spazi disponibili. Con tale sistema di raffreddamento i quantitativi d'acqua consumati sono drasticamente ridotti a meno di 10 m³/h a fronte di una portata autorizzata di 50 m³/h.

L'inserimento del sistema di raffreddamento indiretto è avvenuta in seguito alla concessione del parere di compatibilità ambientale e dell'autorizzazione unica all'esercizio. Inizialmente era infatti previsto un sistema di raffreddamento tradizionale con torri a umido; la modifica del sistema di raffreddamento dal tipo diretto al tipo indiretto è stata approvata dal Ministero delle Attività produttive con decreto N°55/05/2005 MD del 7 giugno 2005, sentiti i pareri degli enti competenti; tale modifica, ritenuta non sostanziale dalle autorità

competenti perché non comportante alcun aggravio ambientale, ha apportato altresì significativi miglioramenti ambientali, mantenendo il rendimento elettrico inalterato, quali:

- riduzione drastica del fabbisogno idrico (da oltre 800 m³/h a meno di 50 m³/h), a seguito dell'assenza di evaporazione del liquido di raffreddamento;
- riduzione dell'impatto visivo dell'impianto a causa dell'eliminazione del tipico pennacchio provocato dalla condensazione del vapore in atmosfera e del drastico ridimensionamento del sistema di trattamento delle acque dovuto alla riduzione dei volumi trattati, con analogo riduzione della quantità di effluenti da smaltire come rifiuti;
- eliminazione del fenomeno di ricaduta delle gocce nell'intorno delle torri;
- riduzione ulteriore delle emissioni sonore a causa dell'eliminazione del rumore della pioggia di acqua (effetto cascata) di raffreddamento nella torre;
- eliminazione degli additivi del circuito di raffreddamento (additivi antincrostanti, biocidi antialga).

Scarico Fumi (Fase G)

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 annualmente è circa 3.664.478 Nm³/h totali nelle condizioni di massimo carico, 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 8.103 h/anno, per ciascun camino si hanno circa 582 t/anno di NOx e circa 582 t/anno di CO (vedi punto B.7.2).

In realtà, le emissioni di NOx 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; a mero titolo di esempio l'impianto di Termoli, controllato anch'esso dalla società capogruppo Sorgenia spa, impianto del tutto analogo a quello di Modugno per potenza e tipologia di marcia, nel corso del 2007 ha marciato per 7.313 ore ad un carico medio di 583 MW, il 76% del carico massimo di impianto), Inoltre, c'è da tener conto che i fattori di emissione relativi a NOx e CO nelle turbine a gas Low-NOx dell'ultima generazione, quali quelle installate presso l'impianto in

esame, sono i più bassi possibili allo stato attuale dell'arte (sempre facendo riferimento a Termoli le emissioni medie di NOx e CO per l'anno 2007 sono state per le due sezioni turbogas pari a circa 28 mg/Nm³ di NOx (-44% rispetto al limite autorizzato) e 5 mg/Nm³ di CO (-83% rispetto al limite autorizzato); le emissioni complessive di impianto sono state 577 t/anno di NOx e 103 t/anno).

Sistema trattamento delle acque (Fase H)

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 dal Ciclo Termico e dalle esigenze di lavaggio del compressore delle Turbine a gas.

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 le acque in uscita dal depuratore di Bari Ovest sono sottoposte ai seguenti sistemi di recupero e trattamento:

- Pre-trattamento chimico-fisico dell'acqua del depuratore mediante chiariflocculazione, addolcimento e filtrazione con disinfezione e regolazione del pH.
- Impianto per la produzione di acqua servizi mediante ultrafiltrazione e osmosi inversa in doppio stadio
- Impianto per la produzione di acqua demineralizzazione con letti misti.
- Sistema di trattamento e recupero degli scarichi liquidi e concentrati mediante osmosi inversa, evaporatore/cristallizzatore, filtrazione a carboni attivi.

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 discharge".

L'acqua recuperata in uscita dalla sezione a osmosi inversa viene raccolta in due serbatoi, ognuno dotato di dispositivi per:

- lo scarico del "troppo pieno", collegato allo scarico alternativo delle acque trattate

- lo scarico di fondo per il suo drenaggio e ricircolo in testa all'impianto di trattamento e recupero delle acque

Il sistema di trattamento delle acque deve provvedere anche al recupero delle acque scaricate dall'impianto, al loro trattamento e, ove necessario, all'invio all'impianto di pre-trattamento della centrale stessa. E' previsto che i seguenti tipi di acqua saranno raccolti e trattati:

- acqua piovana, acqua di "prima pioggia" come previsto dalla legge
- acque sanitarie
- acque oleose, acide, drenaggi
- acque anomale / occasionali

Il consumo massimo di acqua proveniente dal depuratore Bari Ovest durante la fase H è pari a 405.150 m³/anno. Per quanto concerne i consumi e gli scarichi idrici, quindi, l'opera in esame non altera la qualità della risorsa idrica ed utilizza acque di recupero che sarebbero altrimenti inutilizzate. Pertanto, si può considerare un'opera ad emissioni nulle in acqua. Gli scarichi infatti sono praticamente solo saltuari, di tre tipologie: uno alternativo delle acque reflue trattate (vedi progetto in Allegato A19_02), uno di overflow acque meteoriche ed uno di acque nere civili.

Per quanto concerne il consumo di materie prime, il trattamento ed il condizionamento delle acque prevedono l'impiego dei seguenti prodotti chimici, già descritti al punto B.1.2:

<i>Descrizione</i>	<i>Consumo annuo</i>
Antiscalante	1,5 t
Acido Cloridrico	100 t
Soda Caustica	50 t
Cloruro Ferrico	30 t
Bisolfito di Sodio	15 t
Clorito di Sodio	10 t
Ipoclorito di Sodio	18 t
Calce	30 t
Carbone	20 t

Sistema di monitoraggio (Fase I)

La fase I di cui all'Allegato A25 è relativa al sistema di monitoraggio presente nella Centrale, per una cui completa descrizione si rimanda all'Allegato E4. Il sistema di monitoraggio è principalmente suddiviso in due sottosistemi: il primo corrispondente alla

Fase I1, è quello relativo allo scarico fumi, ossia al monitoraggio delle emissioni al camino; rimandandone la descrizione all'Allegato E4, si precisa comunque che, per quanto concerne la Fase I1, la centrale è dotata di un sistema di monitoraggio in continuo delle qualità dei fumi ai due camini. I parametri monitorati saranno ossigeno in eccesso, NOx e CO. I segnali di misura saranno elaborati, registrati, archiviati e resi disponibili alle Autorità di controllo. Il secondo principale sistema, corrispondente alla Fase I2, è quello relativo al monitoraggio delle acque del sistema di trattamento: è previsto sia un monitoraggio esterno relativo al controllo della qualità delle acque provenienti dal depuratore Bari Ovest, che un monitoraggio interno relativo al controllo delle acque trattate dall'impianto (i parametri rilevati saranno TOC, torbidità, conducibilità e Cl residuo).

Sistema Antincendio (Fase AT1)

Il sistema di protezione antincendio è costituito dai seguenti sottosistemi:

1. sistema di estinzione incendi;
2. sistema di rilevamento incendi e di controllo.

ed 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.

Sistemi ausiliari (Fase AT2)

Il consumo dei sistemi ausiliari e dell'intera centrale è stimabile in circa 53.058 MWh annui. In pratica, a seguito di questi consumi e delle perdite parassite, comprese quelle ai trasformatori (quantificabili in circa 74.450 MWh annui), la centrale produce circa 760 MWe netti, a partire da circa 775 MWe lordi.

Gestione dei rifiuti (Fase AT3)

La Fase AT3 corrisponde alla gestione, nelle apposite aree di stoccaggio, ed allo smaltimento dei rifiuti, principalmente costituiti da fanghi e sali prodotti dall'impianto di trattamento acque. Una descrizione completa della tipologia dei rifiuti e delle relative aree di stoccaggio è riportata in B.11 e B.12. In ogni caso, nella seguente tabella è riassunta

una stima delle quantità di rifiuti prodotte annualmente dall'impianto, considerando un suo funzionamento per 8.103 ore annue.

Rifiuti	Quantità [t/anno]
Pericolosi (destinati al recupero)	5,2
Pericolosi (destinati allo smaltimento)	4,2
Non pericolosi (destinati al recupero)	12,31
Non pericolosi (destinati allo smaltimento)	592,6