

CENTRALE TERMOELETTRICA A CICLO COMBINATO DI MODUGNO

Sintesi Non Tecnica

SINTESI NON TECNICA

INDICE

1. LA CENTRALE TERMOELETTRICA DI MODUGNO ED IL GRUPPO SORGENIA	pag. 3
1.1. <i>La Centrale Termoelettrica di Modugno</i>	<i>pag. 3</i>
1.2. <i>Il Gruppo Sorgenia</i>	<i>pag. 5</i>
2. VINCOLI SULL'AREA	pag. 7
3. LA CENTRALE TERMOELETTRICA	pag. 9
4. GLI ASPETTI AMBIENTALI DELLA CENTRALE DI MODUGNO	pag. 18
5. MONITORAGGIO	pag. 20

1. La Centrale Termoelettrica di Modugno ed il gruppo Sorgenia

1.1. La Centrale Termoelettrica di Modugno

La Centrale Termoelettrica Sorgenia Puglia di Modugno è localizzata nel territorio del Comune di Modugno (Bari). 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 4,8 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 occupa un'area di circa 48.000 m², suddivisa in:

- circa 6.500 m² di superficie coperta;
- circa 27.600 m² di superficie scoperta pavimentata;
- circa 13.900 m² di superficie scoperta non pavimentata.

La Centrale di Modugno, alimentata esclusivamente a gas naturale, è del tipo a Ciclo Combinato avente potenza elettrica netta nominale pari a circa 760 MWe.

La Centrale è sostanzialmente costituita dai seguenti elementi:

- due turbine a gas modello Alstom GT26 della potenza elettrica nominale di circa 254,5 MWe ciascuna;
- due generatori di vapore a recupero, nei quali i gas scaricati dalla turbina a gas provvedono alla generazione di vapore, a tre livelli di pressione, per l'alimentazione della turbina a vapor comune ai due gruppi;
- un sistema di condensazione del vapore 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.

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).

L'iter autorizzativo per la realizzazione della Centrale di Modugno è stato avviato da Energia S.p.a. L'autorizzazione alla costruzione ed esercizio della centrale è stato ottenuto mediante decreto di autorizzazione unica da parte del Ministero delle Attività Produttive ai sensi della Legge n.55 del 9 aprile 2002, la cosiddetta legge "sblocca centrali" (Decreto di autorizzazione unica alla costruzione ed all'esercizio di una centrale a ciclo combinato da circa 760 MW e delle relative opere connesse del Ministero delle Attività Produttive N°55/09/2004 del 28 giugno 2004 rilasciato a Energia S.p.A.). Successivamente, tale Decreto è stato prima volturato ad Energia Modugno S.p.a. con Decreto del Ministero delle Attività Produttive N°55/04/2005 VL del 13 maggio 2005 e, a seguito della modifica della denominazione della società Energia Modugno S.p.a. in Sorgenia Puglia S.p.a., è stato volturato a Sorgenia Puglia S.p.a. con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico N°55/03/2008 VL del 7 luglio 2008.

Nell'ambito del procedimento autorizzativo suddetto, è stata espletata anche la procedura di valutazione di impatto ambientale che ha portato alla emanazione del decreto di compatibilità ambientale positivo con prescrizioni, DEC/VIA/0289 del 6 aprile 2004, interamente recepite nei decreti autorizzativi citati.

In corso d'opera dell'ingegneria di progetto, sono state apportate alcune modifiche progettuali, relative al sistema di raffreddamento, ritenute non sostanziali rispetto alla configurazione originale ed autorizzate dal Ministero delle Attività Produttive con Decreto N°55/05/2005 MD del 7 giugno 2005.

L'entrata in funzione dell'impianto è prevista nel 2009.

1.2. Il Gruppo Sorgenia

Sorgenia è un gruppo che opera sul territorio nazionale nei comparti dell'energia elettrica e del gas naturale.

- nel settore elettrico, produce nei propri impianti di generazione, importa da alcuni paesi confinanti, partecipa alla Borsa elettrica, vende energia elettrica ai clienti finali distribuiti su tutto il territorio nazionale, offre servizi integrati di efficienza energetica.
- nel settore del gas naturale, importa direttamente dai paesi produttori, opera sul Punto di Scambio Virtuale, vende gas a tutti i clienti italiani.

Sorgenia è pertanto uno dei pochi produttori italiani di energia elettrica, con impianti di generazione su tutto il territorio nazionale. Nel 2007, la produzione elettrica totale netta del

Gruppo Sorgenia è stata di 4.185 milioni di kWh, con una emissione di CO₂ di 1.543.099 tonnellate, equivalenti a 369 g per kWh prodotto: un valore di emissioni specifiche fra i più bassi oggi in Italia, largamente inferiore alla media nazionale (506 g per kWh, secondo i dati statistici Terna al 2006).

Per rafforzare il sistema energetico italiano e insieme rispettare i principi di sostenibilità ambientale, Sorgenia ha scelto di costruire i propri nuovi impianti secondo la tecnologia più avanzata oggi disponibile, il Ciclo Combinato a Gas Naturale (o CCGT: *Combined Cycle Gas Turbine*), in grado di garantire massima efficienza produttiva e minimo impatto ambientale. Sorgenia ha inoltre in corso anche un programma a vasto raggio per accrescere la produzione da fonti rinnovabili, per avere sempre più energia generata dall'acqua, dal vento e dal sole. Dal 2003, inoltre, il gruppo controlla una quota di Tirreno Power, un gruppo di centrali poste in vendita da Enel per effetto del decreto di liberalizzazione del mercato elettrico. In questi anni, il gruppo ha investito per ammodernare queste strutture produttive con un processo detto repowering (o "ripotenziamento"), che comporta la loro trasformazione in moderni impianti a Ciclo Combinato, per aumentare l'efficienza e la compatibilità ambientale.

2. Vincoli sull'area

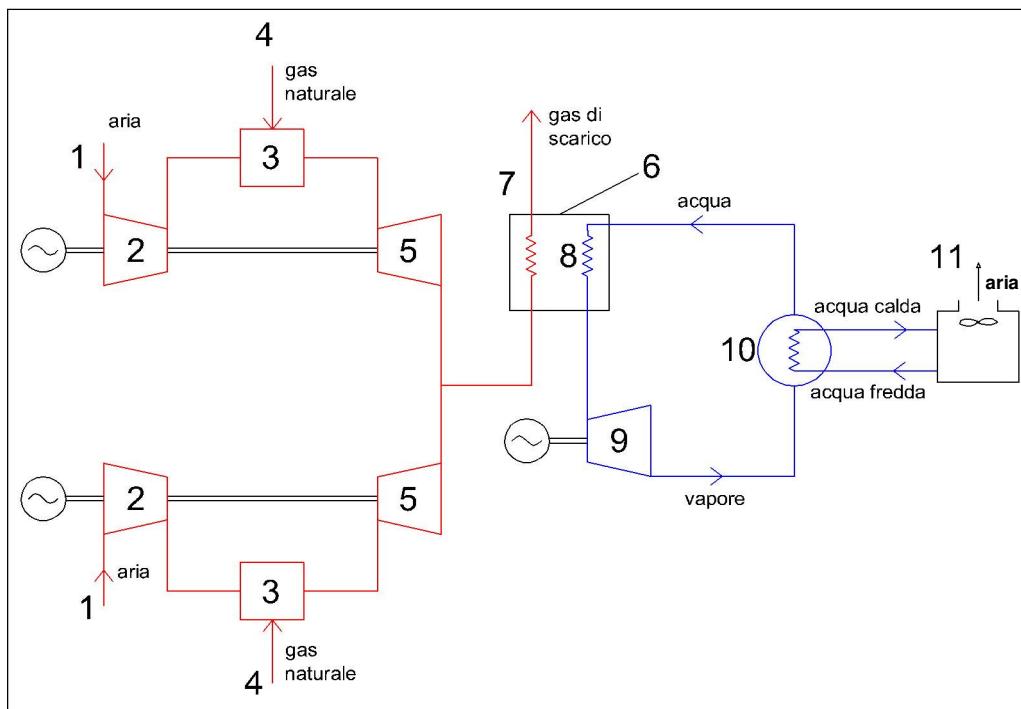
Dal punto di vista della pianificazione urbanistica, sulla base del PRG del Comune di Modugno, l'area della centrale ricade all'interno dell'area ASI. Il Piano regolatore territoriale dell'ASI classifica il sito come adibito a "Servizi esistenti di interesse collettivo". In un intorno di 2 km dal sito non sono presenti aree destinate ad uso residenziale. A distanza di 2.2 km dal sito in direzione E sono presenti all'interno dell'area ASI aree definite come "miste tipo B4". Al di fuori dell'area ASI, la zona immediatamente a sud dell'autostrada A14, fino ad una distanza di circa 400 m da essa, è classificata come "zona agricola e/o di riserva", destinata, in base a quanto prescritto dall'art. 14 delle NTA del PRG di Modugno, alle attività produttive agricole e di trasformazione dei prodotti dell'agricoltura, alle industrie estrattive, ai depositi di carburante e simili. Procedendo verso sud, in Comune di Modugno, si trova una zona classificata come "Zona produttiva di completamento di tipo D" che si estende lungo la SS98, per una fascia di 270 m su entrambi i lati della statale. In base a quanto prescritto dall'art. 9 delle NTA del PRG di Modugno, tale area è destinata alle attività produttive, intese come piccole e medie industrie, aziende artigiane, depositi, attività commerciali di vendita e distribuzione, rappresentanze, con esclusione di attività inquinanti. Tale zona è delimitata, su entrambi i lati per un'estensione di circa 70 m, da una fascia "destinata ai servizi delle aree produttive", in cui è prevista la realizzazione di attrezzature collettive, verde pubblico e parcheggi (art. 15 NTA). A nord della SS98, si evidenzia, infine, un'area "per attrezzature collettive", destinata ad ospitare centri di servizio (uffici di rappresentanza, bancari, postali, agenzie di viaggio e di trasporti, spedizionieri, servizi tecnologici alle imprese, centri di formazione professionale), attività commerciali (mercati e ipermercati, centri commerciali, ristorazione, pubblici esercizi), attrezzature ricettive, presidi sanitari al servizio della zona produttiva lungo la SS98 e delle zone residenziali limitrofe (art. 11 NTA). Le aree in Comune di Bitonto situate tra il sito dell'impianto e l'Autostrada sono classificate E1 – Verde agricolo. Da quanto sopra evidenziato risulta che in un intorno di 2 km dalla centrale non sono presenti aree destinate ad uso residenziale. Inoltre, per quanto concerne i vincoli sull'area, risulta quanto segue. L'intervento in oggetto non ricade in un sito di importanza comunitaria o in una zona di protezione speciale, come individuati ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE, di cui al DPR 357/1997 (vedi Figura 1). In merito al Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT) per il paesaggio e i beni ambientali della Regione Puglia, la situazione può essere riassunta come segue:

- Il sito non interessa aree vincolate ex lege 1497 (vedi Figura 2);
 - Il sito non interessa aree vincolate a seguito dei decreti Galasso (vedi Figura 3);
 - Il sito non interessa aree con vincoli idrogeologici (vedi Figura 4);
 - Il sito non interessa aree a boschi, macchie, parchi, biotopi o siti di interesse naturalistico e aree connesse, ad esclusione della presenza di un biotopo quale "lama balice" ad una distanza cautelativa pari a 1,5 km dall'area di intervento (vedi Figura 5);
 - Il sito non interessa aree interessate da grotte (vedi Figura 6);
 - Il sito non interessa aree con vincoli o segnalazioni archeologici, vincoli o segnalazioni architettonici (vedi Figura 7);
 - Il sito non interessa aree con fenomeni idrogeologici (vedi Figura 8);
 - Il sito non interessa zone destinate a usi civici (vedi Figura 9);
 - Il sito non interessa zone con vincoli faunistici (vedi Figura 10);
 - Il sito non interessa importanti formazioni geomorfologiche (vedi Figura 11).
- Il sito inoltre non è in nessun ambito territoriale esteso (vedi Figura 12).

3. La centrale Termoelettrica

La centrale a ciclo combinato di Modugno 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). 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. 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. I gas di scarico ancora caldi dallo scarico di ciascuna turbina entrano nelle caldaie a recupero e successivamente vengono espulsi tramite due camini. Nelle caldaie 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. Il vapore in uscita dal corpo di bassa pressione della turbina a vapore viene quindi condensato nel condensatore; il ciclo si chiude con l'estrazione del condensato tramite le pompe di estrazione e l'alimentazione delle caldaie 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. 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 le turbine a gas, la turbina a vapore, i generatori elettrici, il condensatore a miscela, e i carriponte di servizio);
- il complesso caldaie/camini 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 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 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, il bilancio di energia nella Tabella 3.

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 termico 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

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

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. 50 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

Le turbine a gas, prodotte da Alstom Power, 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 NO_x e CO. 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. Per quanto concerne il 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

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 è 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 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

Ciclo termico a vapore

La turbina a vapore, prodotta anch'essa dal costruttore Alstom Power, è del tipo a tre corpi, su cavalletto, con scarico verticale. L'elevata portata di vapore 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 4: 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.

Sistema di condensazione e ciclo di raffreddamento

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. Il progetto del condensatore a miscela tiene in considerazione una situazione di by-pass completo della turbina. Il sistema di raffreddamento "indiretto" (Tipo Heller) utilizza acqua di raffreddamento in circuito chiuso, per dissipare il calore del ciclo. 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. 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, come sarà descritto in seguito, mantenendo il rendimento elettrico inalterato.

Scarico Fumi

L'emissione in atmosfera dei fumi di scarico delle turbine a gas, raffreddati a seguito della cessione di calore all'interno dei generatori 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.

Sistema trattamento delle acque

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
- Impianto per la produzione di acqua demineralizzata mediante resine a scambio ionico (cationiche, anioniche e letti misti)

- Sistema di trattamento e recupero degli scarichi liquidi e concentrati mediante osmosi inversa, evaporatore/cristallizzatore, filtrazione a carboni attivi.

Il consumo massimo di acqua proveniente dal depuratore Bari Ovest è pari a 405.150 m³/anno. Per quanto concerne i consumi e gli scarichi idrici, 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, uno di overflow acque meteoriche ed uno di acque nere civili.

4. Gli aspetti ambientali della Centrale di Modugno

La Società Sorgenia tiene costantemente sotto controllo l'evoluzione dei parametri operativi e degli indicatori di prestazione ambientale quali:

- le quantità assolute dei vari inquinanti nelle emissioni in atmosfera e negli scarichi idrici, dei rifiuti prodotti distinti per tipologia, delle quantità di prodotti utilizzati nei processi;
- le quantità relative dei vari inquinanti, delle emissioni in atmosfera, dei rifiuti e dei prodotti chimici riferiti all'energia elettrica lorda prodotta ed all'energia elettrica totale equivalente.

A tal fine, le BAT (Best Available Techniques), ovvero le “migliori tecniche disponibili”, rappresentano la più efficiente ed avanzata fase di sviluppo di tecnologie e relativi metodi di esercizio, indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche, disponibili a livello industriale, intese ad evitare o a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente generate da un determinato impianto. La gestione accorta delle risorse naturali e l'uso efficiente dell'energia sono tra i principali requisiti stabiliti dalla Direttiva Comunitaria sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento “Integrated Pollution Prevention and Control” (IPPC).

La Centrale di Modugno opera in questi termini in quanto utilizza esclusivamente gas naturale come combustibile. L'impiego di tale combustibile è attualmente preferito per diverse ragioni, tra le quali il minor impatto ambientale e le emissioni più contenute rispetto agli altri combustibili fossili di gas clima-alteranti.

Un ulteriore modo per contenere queste ultime emissioni per unità di energia prodotta è l'ottimizzazione del consumo energetico e del processo di produzione dell'energia mediante l'adozione di Cicli Combinati a TurboGas (CCGT), di cui si avvale la Centrale di Modugno; tale tecnologia è riconosciuta quale BAT fondamentale per ridurre le emissioni complessive di CO₂, per i grandi impianti di combustione che utilizzano combustibili gassosi.

Inoltre, per quanto concerne i consumi idrici e gli scarichi, la Centrale di Modugno 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 sono praticamente solo saltuari, di tre tipologie: uno alternativo delle acque reflue trattate, uno di overflow acque meteoriche ed uno di acque nere civili.

Al fine di minimizzare le emissioni di NO_x, la Centrale ha adottato la tecnologia DLN, Dry Low NO_x, anch'essa considerata fra le BAT da adottare per la riduzione degli NO_x provenienti dalla combustione in turbina a gas. Tale tecnica consente infatti di ridurre le emissioni di NO_x attraverso la premiscelazione in camera di combustione dell'aria e del combustibile ad una temperatura omogenea più controllata.

La Centrale dispone inoltre di una serie di accorgimenti atti a ridurre il più possibile la rumorosità e le emissioni sonore nell'ambiente circostante. Le macchine principali (turbine a gas, turbine a vapore, generatori elettrici ed i loro principali accessori) sono infatti ubicate all'interno di cabinati fonoassorbenti, a loro volta racchiusi in edifici insonorizzati, con gli evidenti vantaggi dal punto di vista dell'impatto acustico. Inoltre, c'è da considerare, per quanto riguarda gli impatti acustici, che la Centrale è situata in un'area industriale ed in un intorno di 2 km dal sito non sono presenti aree destinate ad uso residenziale.

Alla riduzione degli impatti ambientali, ha inoltre contribuito non poco l'inserimento del sistema di raffreddamento indiretto (modifica non sostanziale) in luogo del sistema di raffreddamento tradizionale con torri a umido previsto inizialmente. Tale modifica ha infatti consentito:

- una 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;
- una 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;
- l'eliminazione del fenomeno di ricaduta delle gocce nell'intorno delle torri;
- una riduzione ulteriore delle emissioni sonore a causa dell'eliminazione del rumore della pioggia di acqua (effetto cascata) di raffreddamento nella torre;
- l'eliminazione degli additivi del circuito di raffreddamento (additivi antincrostanti, biocidi antialga).

5. Monitoraggio

Il sistema di monitoraggio presente nella Centrale, per una cui completa descrizione si rimanda alla scheda E ed ai relativi allegati è principalmente suddiviso in due sottosistemi: il primo è quello relativo allo scarico fumi, ossia al monitoraggio delle emissioni al camino; in particolare, 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, NO_x e CO. I segnali di misura saranno elaborati, registrati, archiviati e resi disponibili alle Autorità di controllo. Il secondo principale sistema 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). E' inoltre previsto monitoraggio degli altri aspetti ambientali, quali quello acustico ed elettromagnetico.