

Allegato C6

NUOVA RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI
DELL'IMPIANTO DA AUTORIZZARE



INDICE

1	INTRODUZIONE.....	3
2	SEZIONI TGG E TGH.....	5
2.1	TURBINE A GAS - TGG E TGH.....	5
2.2	GENERATORI DI VAPORE A RECUPERO “ONCE THROUGH”	8
2.3	SISTEMA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO	9
2.4	SISTEMI COMUNI.....	9
2.4.1	<i>Stazione di misura e di trattamento del gas metano</i>	9
2.4.2	<i>Sistema antincendio</i>	10
2.4.3	<i>Vapore ausiliario</i>	10
2.4.4	<i>Aria compressa</i>	10
3	COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE	10
4	MATERIE PRIME AUSILIARIE.....	11
5	GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE	11
6	GESTIONE DELLE ACQUE REFLUE E SCARICHI IDRICI DI CENTRALE	12
7	EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	14
7.1	OSSIDI DI AZOTO.....	14
7.2	MONOSSIDO DI CARBONIO	15
7.3	FASI TRANSITORIE.....	15
8	PRODUZIONE DI RIFIUTI	15
9	ALTRI ASPETTI AMBIENTALI.....	16
9.1	RUMORE.....	16
9.2	RADIAZIONI.....	17

Figura 1_FT: Nuovo layout generale di impianto



1 INTRODUZIONE

Con la presente Domanda di Istanza AIA, E.ON Produzione SpA (in seguito E.ON) fa richiesta di modifica sostanziale della vigente AIA di impianto per la realizzazione di due nuove turbine a gas, denominate TGG e TGH, in sostituzione della sezione 4 della Centrale Termoelettrica di Ostiglia.

Nell'assetto per il quale si richiede l'autorizzazione, la Centrale sarà pertanto composta da:

- 3 sezioni termoelettriche esistenti (Sezioni 1, 2 e 3), alimentate a gas naturale, della potenzialità di 384 MWe ciascuna;
- 2 nuove sezioni TGG e TGH, costituite da turbine alimentate a gas naturale, da impiegarsi per servizio di picco, della potenzialità di circa 102,5 MWe cadauna.

In *Figura 1 – FT*, si riporta il nuovo layout generale di impianto.

Le turbine a gas G ed H saranno destinate a coprire le ore di picco del diagramma di carico giornaliero della rete elettrica, prevedendo un funzionamento per 3.000 ore/anno equivalenti. L'energia elettrica prodotta dalle turbine è stata stimata in circa 615 GWh/anno.

La presente modifica sostanziale di AIA prevede:

- la dismissione e successiva demolizione dell'attuale sezione 4 termoelettrica tradizionale, alimentata ad olio combustibile e gas naturale;
- la costruzione di due nuove turbine a gas di ultima generazione per servizio di picco (sezioni TGG e TGH) della potenza lorda di 102,5 MWe ciascuna, dotate di caldaie del tipo "once through" per il recupero termico dei gas di scarico;
- la demolizione della esistente ciminiera di 200 metri di altezza relativa alla sezione 4;
- la costruzione di due nuove ciminiere affiancate, da 100 metri, che serviranno a convogliare i fumi delle sezioni TGG e TGH, a valle dei rispettivi sistemi di trattamento;
- l'utilizzo della stazione elettrica esistente, già dimensionata per evacuare la potenza elettrica prodotta;
- l'utilizzo degli esistenti sistemi di stoccaggio materie prime, combustibili e rifiuti, delle opere di presa, trattamento e scarico delle acque e dei sistemi ausiliari.

La nuova configurazione di impianto permette di ottenere i seguenti vantaggi:

- non richiede la realizzazione di nuove linee di trasmissione in quanto sono già presenti in sito infrastrutture elettriche (stazioni, linee ecc,);
- non richiede l'utilizzo di terreni esterni all'area di Centrale; anche l'area di influenza potenziale coincide con quella già interessata dall'esercizio attuale della Centrale.

Altro aspetto rilevante è quello legato all'eliminazione delle attività di trasporto dell'olio combustibile attraverso autobotti, con conseguenti indubbi vantaggi sia per il traffico locale che per l'ambiente (riduzione dell'inquinamento derivante dal trasporto su gomma dovuto alla fornitura di materie prime per l'esercizio della Centrale).



La realizzazione delle nuove sezioni è da considerarsi in linea con quanto previsto dal Piano d'Azione Energetico (PAE) della Regione Lombardia, che per la zona di Ostiglia non prevede la costruzione di nuovi impianti, bensì l'adeguamento e il ripotenziamento degli esistenti.

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale del progetto di realizzazione dei nuovi gruppi turbogas in sostituzione della sezione 4 si è conclusa con Decreto 964 del 13 dicembre 2010 con parere positivo con prescrizioni.



2 SEZIONI TGG E TGH

2.1 TURBINE A GAS - TGG E TGH

Le due nuove sezioni, TGG e TGH, saranno costituite da:

- due turbine a gas industriali da 102,5 MWe ciascuna, alimentate a gas naturale ed equipaggiate con sistema di riduzione degli ossidi di azoto ad iniezione di acqua demineralizzata;
- due generatori di vapore a recupero (GVR), orizzontali a circolazione forzata e relativi ausiliari, che utilizzano i fumi di scarico delle turbine a gas (circa 415 °C) per produrre vapore a sua volta inviato al ciclo termico delle sezioni a ciclo combinato esistenti;
- due ciminiere accoppiate a canne metalliche di altezza 100 m e diametro 4,6 m ciascuna (temperatura fumi in uscita pari a circa 168 °C).

Lo schema di processo del ciclo termico delle turbine a gas per servizio di picco è piuttosto semplice, essendo sostanzialmente quello tipico delle turbine a gas in ciclo semplice, con la variante della presenza di un raffreddamento intermedio durante la fase di compressione (intercooler) e dell'introduzione di una caldaia OTSG (Once Through Steam Generator) per il recupero energetico sui fumi di scarico.

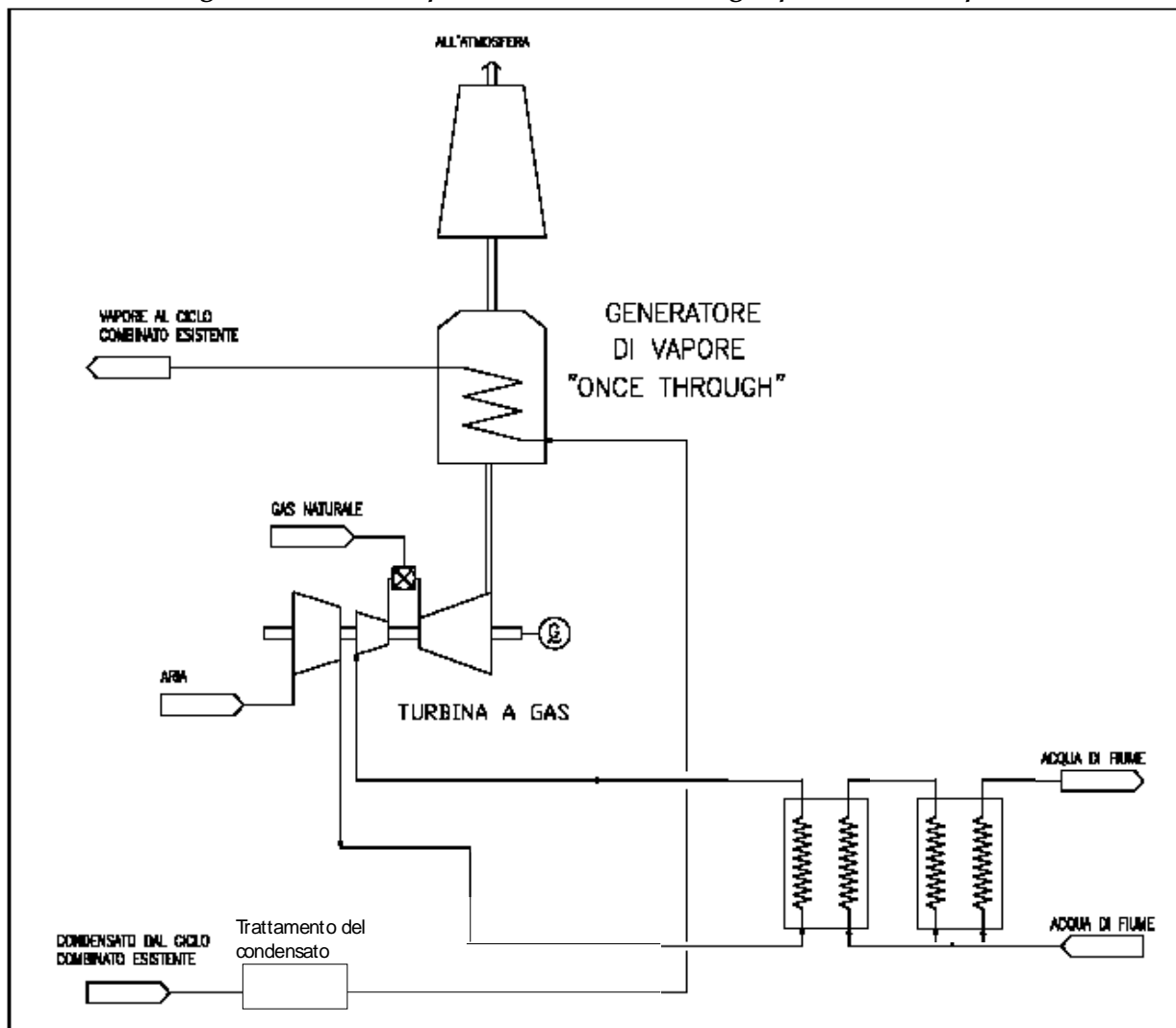
L'energia recuperata sotto forma di vapore dalle turbine a gas G ed H viene poi utilizzata dagli esistenti moduli 1, 2 e 3 a ciclo combinato, cui il vapore prodotto dalle caldaie OTSG viene inviato.

Il raffreddamento intermedio delle turbine a gas (intercooler) è ottenuto attraverso un circuito chiuso ad acqua, a sua volta raffreddato, tramite scambiatori di calore a superficie, da un circuito secondario aperto ed alimentato con l'acqua di fiume.

Lo schema di funzionamento è sinteticamente rappresentato nella seguente figura.



Figura 2: Schema di processo delle turbine a gas per servizio di picco



Le turbine a gas che si intende installare sono macchine di potenza nominale lorda pari a 102,5 MW elettrici ciascuna, alimentate a gas naturale ed equipaggiate con sistema di riduzione degli ossidi di azoto ad iniezione di acqua demineralizzata.

Costruttivamente, ciascuna macchina è costituita da un compressore assiale a due sezioni con raffreddamento intermedio, accoppiato ad una turbina a tre sezioni: due associate rispettivamente a ciascuna delle due sezioni di compressione, l'ultima al generatore elettrico (turbina di potenza). Le tre sezioni sono fluidodinamicamente interconnesse ma meccanicamente indipendenti: ciascuna è infatti dotata di un proprio rotore e viene esercita ad una diversa velocità di rotazione. Il rotore della turbina di alta pressione è connesso al rotore della sezione di alta pressione del compressore; la turbina di alta pressione eroga la potenza meccanica strettamente necessaria al funzionamento del compressore omologo; in condizioni nominali di funzionamento, al 100% del carico, il rotore di alta pressione ha una velocità di rotazione di circa 9324 giri/min. Analogamente, il rotore della turbina di bassa pressione è connesso, attraverso un albero coassiale a quello del rotore della turbina di alta pressione, al rotore della turbina di bassa pressione; anche in questo caso la turbina eroga solamente la potenza meccanica necessaria al funzionamento del compressore di bassa pressione; in



condizioni nominali di funzionamento la velocità di rotazione del rotore di bassa pressione è di circa 5225/min. La terza sezione della turbina, detta "turbina di potenza", è l'unica collegata all'alternatore e fornisce la potenza che viene poi erogata da quest'ultimo. Sullo stesso asse del rotore della turbina di potenza è calettato il rotore del generatore di energia elettrica (alternatore); l'asse ha una velocità nominale di 3000 giri al minuto, mentre la potenza nominale dell'alternatore è di circa 135 MVA. Ogni alternatore è collegato al rispettivo trasformatore elevatore e quindi per via aerea agli interruttori AT ed alla sottostazione elettrica.

I bruciatori della turbina a gas sono equipaggiati con sistema di abbattimento degli ossidi di azoto mediante iniezione di acqua demineralizzata; tale sistema consente di mantenere una concentrazione di NOx nei gas di scarico inferiore a 50 mg/Nm³, riferita ad un tenore volumetrico di ossigeno nei fumi secchi del 15%, in tutto il campo di funzionamento della macchina, a partire da circa 4 minuti dopo l'accensione dei bruciatori, indipendentemente dalla potenza erogata.

Un catalizzatore posto sulla condotta di scarico limita anche la concentrazione del monossido di carbonio (CO) nei fumi a valori inferiori a 50 mg/Nm³ (valore riferito ai fumi secchi al 15% di ossigeno).

Il consumo di combustibile (gas naturale) in condizioni nominali di massimo carico è pari a circa 17.700 kg/h (corrispondente a 24.692 Sm³/h assumendo una densità di 0,71682 kg/ Sm³), il corrispondente rendimento elettrico lordo è pari al 43,3%.

I gas di scarico fuoriescono dalla turbina ad una temperatura di circa 415 °C e vengono inviati al generatore di vapore dove cedono calore fino a raggiungere la temperatura di circa 168° C. La portata nominale di gas in condizioni di funzionamento al pieno carico è pari a 212,4 kg/s.

La tabella seguente sintetizza i principali parametri relativi al funzionamento di ciascuna delle due turbine a gas per servizio di picco in condizioni nominali, evidenziando inoltre la quantità di vapore prodotto attraverso il recupero energetico sui fumi di scarico mediante le caldaie OTSG e l'incremento di prestazioni dei moduli a ciclo combinato esistenti ai quali viene inviata la portata di vapore aggiuntiva.

Tutti i dati si riferiscono ad una sola turbina a gas e ad un solo modulo a ciclo combinato.

Grandezza	Valore
<i>Potenza termica introdotta [MW] LHV</i>	236
<i>Potenza elettrica lorda turbina a gas [MW]</i>	102,5
<i>Tempo di avviamento da macchina ferma e fredda al massimo carico [min]</i>	12/ max 15
<i>Ore equivalenti di funzionamento annuo</i>	3000 h/a
<i>Consumo di gas combustibile [Nm³/h]</i>	23,44*10 ³
<i>Consumo acqua demineralizzata per abbattimento NOx [kg/h]</i>	15.400
<i>Portata fumi [kg/s]</i>	212,4
<i>Temperatura fumi all'uscita turbina [°C]</i>	415,7
<i>Portata dei fumi al camino [Nm³/h]</i>	712,85 x 10 ³
<i>Temperatura fumi al camino [°C]</i>	168
<i>Consumo specifico [kJ/kWh]</i>	8250
<i>Rendimento lordo di ciclo Turbina a gas [%]</i>	43,3
<i>Vapore prodotto dalla caldaia OTSG e inviato al modulo a c.c. esistente [t/h]</i>	72



2.2 GENERATORI DI VAPORE A RECUPERO "ONCE THROUGH"

Il Generatore di Vapore a Recupero (GVR) associato a ciascun turbogas, ha la funzione di recuperare parte dell'energia contenuta nei fumi di scarico per produrre vapore da utilizzare nei cicli combinati esistenti al fine di incrementarne l'efficienza complessiva del ciclo termico.

I Generatori di vapore previsti sono del tipo a tecnologia "Once Through" senza corpi cilindrici (Once Through Steam Generator o OTSG): l'acqua di alimento entra nei serpentine della caldaia e riceve dai fumi di scarico della turbina a gas la quantità di calore necessaria all'evaporazione e al surriscaldamento; all'uscita dell'OTSG il vapore viene inviato ai cicli termici degli esistenti moduli 1, 2 e 3, dove – miscelatosi con il vapore prodotto dai GVR dei cicli combinati – espande nella turbina a vapore e viene condensato nel condensatore, trattamento di condensato, per poi essere nuovamente inviato – mediante uno spillamento posto sulla linea di mandata delle pompe del condensato – alle caldaie OTSG delle nuove sezioni turbogas.

Costruttivamente ogni OTSG è costituito da un contenitore a forma di parallelepipedo, all'interno del quale sono alloggiare le serpentine alettate percorse dall'acqua del circuito acqua-vapore.

Gli OTSG sono di tipo verticale; il flusso dei gas provenienti dalla turbina a gas, muovendosi verticalmente, attraversa le serpentine, che sono disposte in senso orizzontale.

Una peculiarità degli OTSG è quella di essere progettati per poter funzionare anche "a secco", senza, cioè, che all'interno delle serpentine sia presente l'acqua da vaporizzare. Tale caratteristica, ottenuta attraverso l'utilizzo di materiali resistenti alle alte temperature, rende non necessaria la presenza di un camino di by-pass per il funzionamento delle turbine a gas in condizioni di indisponibilità dei moduli a ciclo combinato: quando non può essere inviato vapore ai moduli esistenti, il funzionamento delle turbine a gas potrà avvenire con le stesse modalità, con l'unica differenza che la temperatura di uscita dei fumi dal camino sarà pari a circa 415 °C, anziché i 168 °C caratteristici del normale esercizio con recupero termico.

I fumi prodotti da ciascuna turbina a gas per servizio di picco, dopo aver attraversato l'OTSG, sono rilasciati in atmosfera attraverso una ciminiera metallica di 100 m di altezza.

Il condensato necessario all'alimentazione degli OTSG viene prelevato dalla mandata delle pompe di estrazione del condensato dei moduli 1, 2 e 3, viene preriscaldato nell'intercooler dei compressori delle turbine a gas (primo recupero termico) e quindi, attraverso pompe alimento dedicate, inviato all'OTSG dove avviene l'evaporazione e il surriscaldamento (secondo recupero termico); il vapore così generato viene trasportato attraverso un collettore di vapore unico alla linea del risurriscaldato freddo di ciascuno dei moduli a ciclo combinato, dove si miscela con il vapore proveniente della turbina a vapore esistente per entrare nei banchi di risurriscaldamento del GVR ed essere inviato di nuovo in turbina per l'espansione completa fino al condensatore.

Ciascuna delle caldaie OTSG determina un'immissione aggiuntiva di vapore di circa 20kg/s per una portata complessiva sul collettore vapore di circa 40 kg/sec.

Poiché le sezioni di media e bassa pressione delle turbine a vapore e i condensatori sono quelli già esistenti prima della trasformazione a ciclo combinato dei moduli 1, 2 e 3, dimensionati



quindi per sezioni da 320 MW di tipo tradizionale, tale incremento della portata di vapore e del carico termico al condensatore non provoca dal punto di vista tecnico alcun tipo di problema. Alcune modifiche nei parametri di processo dei cicli combinati saranno comunque introdotte per effetto dell'incremento di portata di vapore, tuttavia tali modifiche possono essere ritenute di minore entità.

Le condizioni del condensato in ingresso ad ogni singolo OTSG saranno le seguenti

- Portata ingresso caldaia ca. 72 ton/h
- Pressione produzione vapore ca. 34,5 bara
- Temperatura ingresso caldaia 60°C

Il vapore prodotto dalle caldaie OTSG avrà le seguenti caratteristiche:

- Portata per ogni OTSG ca. 72 ton/h
- Pressione ca. 20bara
- Temperatura 360°C

I condotti delle ciminiere dei due moduli TG, di diametro pari a 4,6 m circa e alte 100 metri, sono mantenuti separati, in modo da assicurare una sufficiente velocità di uscita dei gas ed una loro dispersione nell'atmosfera in ogni condizione di funzionamento, in particolare con una sola turbina a gas in esercizio. Le due ciminiere sono comunque affiancate, per ottenere la massima penetrazione della corrente gassosa attraverso gli strati bassi dell'atmosfera.

2.3 SISTEMA ACQUA DI RAFFREDDAMENTO

Le turbine a gas e i relativi ausiliari richiedono la dissipazione di una potenza termica massima di circa 43 MW per sezione; 40 MW circa vengono sottratti, tramite un circuito secondario aperto sull'acqua di fiume, al circuito chiuso dell'intercooler di ciascuna turbina a gas; ed i restanti 3,4 MW termici provengono dal raffreddamento degli ausiliari di macchina (ex: olio lubrificazione) e di modulo (ex: compressori gas metano).

La sorgente fredda è assicurata dall'esistente sistema acqua circolazione comune ai moduli 3 e 4, dal quale potrà essere derivata la portata d'acqua necessaria al raffreddamento di tutte le utenze delle nuove turbine a gas.

Poiché il sistema acqua circolazione dei moduli 3 e 4 è alimentato da una coppia di pompe con portata pari a 8,6 m³/s ciascuna che inviano l'acqua alla centrale attraverso una condotta unica, in funzione delle diverse condizioni ambientali e della configurazione di funzionamento delle turbine a gas si sceglierà se alimentare il modulo 3 e i moduli G ed H con una sola pompa o con due.

2.4 SISTEMI COMUNI

La realizzazione del nuovo impianto non determina la necessità di variazioni significative ai sistemi comuni di Centrale, che pertanto rimarranno invariati rispetto all'attuale assetto impiantistico, ad eccezione delle piccole modifiche indicate nel seguito.

2.4.1 Stazione di misura e di trattamento del gas metano

La stazione di misura e di trattamento del gas metano sarà ampliata per inserire le nuove linee necessarie all'alimentazione delle nuove turbine a gas.



Poiché le nuove turbine richiederanno una pressione minima del gas al limite dello skid turbina di circa 58 bar(g), mentre la pressione garantita da SNAM al punto di consegna della rete può essere inferiore a 40 bar(g), saranno installati dei compressori gas per garantire in ogni condizione il corretto funzionamento delle macchine.

2.4.2 Sistema antincendio

Il sistema esistente di Centrale per la prevenzione e protezione incendi verrà esteso per comprendere le nuove aree interessate. Le linee di distribuzione saranno opportunamente collegate alle nuove utenze.

In particolare, la rete idranti esistente verrà estesa a comprendere anche le nuove aree interessate dall'impianto; ove necessario, saranno installati sistemi di protezione del tipo ad acqua frazionata (ex: per i trasformatori) o a gas estinguente (ex: per i cabinati turbine a gas).

Le potenzialità del sistema sono adeguate in quanto lo stesso è dimensionato per far fronte ad eventi di incendio che possono interessare i parchi combustibili di Centrale o di Borgo San Giovanni.

2.4.3 Vapore ausiliario

Il sistema vapore ausiliario attualmente a servizio dei moduli 1, 2, 3 e 4 ha potenzialità sufficiente a sopperire alla necessità dei nuovi impianti, peraltro estremamente limitate.

Allo stato attuale sono presenti due caldaie da 18,6 MW totali che, come autorizzato da modifica non sostanziale prot. DVA-2010-0027792 del 16/11/2010 in variante all'attuale Decreto AIA, saranno sostituite con due nuove caldaie da 14,99 MW totali e rilocate tra le sezioni 2 e 3 nell'ubicazione indicata nella planimetria di **Allegato C9**.

2.4.4 Aria compressa

Il sistema di produzione e distribuzione aria compressa attualmente a servizio dei moduli 1, 2, 3 e 4 ha potenzialità sufficiente a sopperire alla necessità di nuovi impianti. Le linee di distribuzione saranno opportunamente estese alle nuove utenze.

3 COMBUSTIBILI E INFRASTRUTTURE

Nella nuova configurazione di impianto, la Centrale impiegherà solo gas naturale come combustibile.

Si manterrà l'uso di gasolio, analogamente a quanto già impiegato allo stato attuale, per l'alimentazione delle pompe dell'impianto antincendio e per il motore diesel dei generatori di emergenza durante le prove periodiche di verifica del funzionamento ed anche per le torce (lance) di accensione dei bruciatori principali.

E' prevista la realizzazione di una nuova stazione di gas naturale, che sarà ubicata a sud dello skimmer di trattamento delle acque oleose di impianto, come indicato nel nuovo layout di Centrale riportato nella **Figura 1_FT** allegata alla presente relazione.

Il fabbisogno di gas naturale per entrambe le turbine a gas per servizio di picco sarà, alle condizioni di riferimento, 50 kSm³/ora di gas naturale, pari, per le condizioni di esercizio assunte, a circa 150.000 kSm³/anno.

Invece il consumo totale di gas naturale per tutta la centrale sarà pari a 2.055.300 kSm³/anno. (si vedano i dati riportati nella **Scheda C.B.5**).



Il gas naturale sarà fornito dalla rete nazionale di distribuzione, come già in atto. Come indicato in precedenza, per inserire le nuove linee necessarie all'alimentazione delle turbine a gas, sarà ampliata l'esistente stazione di misura e trattamento del gas metano.

Gli stoccaggi di olio combustibile denso, non più utilizzati, saranno dismessi e demoliti in base ad un Piano di dismissione che sarà opportunamente redatto e presentato alle Autorità competenti.

4 MATERIE PRIME AUSILIARIE

Le materie ausiliarie necessarie all'esercizio delle turbine a gas per servizio di picco sono sostanzialmente i reagenti chimici necessari al funzionamento degli impianti di produzione acqua demineralizzata e trattamento acque reflue e trattamento condensato.

Nella nuova configurazione di impianto non si avranno delle significative variazioni degli attuali consumi di materie ausiliarie, ad eccezione della riduzione dei reagenti impiegati per il trattamento delle acque reflue in relazione all'inutilizzo dell'olio combustibile. Inoltre non è più previsto l'utilizzo di quei reagenti usati esclusivamente nella dismessa sezione 4 (ad esempio l'Itrato di Idrazina).

Si rimanda invece alla *Scheda C.B.1.* per i dati di consumo annuo di materie prime ausiliarie previsti per l'intera centrale alla capacità produttiva nel futuro assetto.

5 GESTIONE DELLE RISORSE IDRICHE

Le modalità di approvvigionamento della risorsa idrica e la gestione delle acque rimarrà invariata rispetto allo stato attuale.

L'attuale sistema di distribuzione dell'acqua industriale e demineralizzata a servizio dei moduli 1, 2, 3 e 4, ha potenzialità sufficiente a sopperire alla necessità dei nuovi impianti. Nella configurazione futura, con la dismissione della sezione 4 e la realizzazione delle due turbine a gas TGG e TGH, le fonti di approvvigionamento idrico saranno le medesime utilizzate nell'assetto attuale di impianto, mentre i consumi di acqua industriale si prevedono ridotti di circa il 20% rispetto alla situazione attuale (alla capacità produttiva) a causa dell'eliminazione dell'olio combustibile denso (riduzione necessità vap. aux. per riscaldamento serbatoi, tubazioni ODC; riscaldatori pompe N.P., ecc).

I fabbisogni idrici stimati per la configurazione futura, alla capacità produttiva di Centrale, sono i seguenti (*Scheda C.B.2*):

- | | |
|--|---|
| • acqua di fiume per raffreddamento condensatori | circa 1.197×10^6 m ³ /anno; |
| • acqua di fiume per uso industriale | circa 1.401×10^3 m ³ /anno; |
| • acqua potabile da acquedotto | circa 70×10^3 m ³ /anno. |

Si evidenzia che il consumo di acqua per usi civili può variare grandemente in funzione della presenza del personale all'interno dell'impianto ed il dato sopra riportato fa riferimento ai



consumi massimi misurati, relativi al 2003, in occasione della presenza di un cantiere. Si stima che un valore medio di consumo giornaliero possa essere pari a circa 30 m³/giorno.

Si evidenzia che i consumi di acqua per uso industriale (raffreddamento e processo) alla capacità produttiva sono stati stimati in base ai dati di targa delle pompe dell'opera di presa e i consumi di acqua potabile sono relativi al valore massimo registrato nel 2003 in occasione della presenza di un cantiere, pertanto tali valori risultano cautelativamente sovradimensionati in conformità al principio di definizione della "capacità produttiva" di un impianto.

Volendo indicare dati maggiormente realistici, per quanto riguarda i soli consumi di acqua per i due nuovi moduli TG G ed H, si possono stimare circa 99.000 m³/anno di acqua demineralizzata, ai quali sono da aggiungere altri 800 m³/anno circa di acqua industriale e circa 32.400.000 m³/anno di acqua grezza di fiume (acqua raffreddamento intercooler e servizi); quest'ultima viene restituita al fiume Po dopo aver subito esclusivamente un riscaldamento.

Nella seguente tabella si riportano invece i soli consumi idrici per le due turbine a gas, come indicati dal costruttore.

ACQUA DEMINERALIZZATA	Normale [m³/h]	Massimo [m³/h]
Sistema di abbattimento NOx	16	16
Sistema lavaggio compressore	Trascurabile	Trascurabile
TOTALE	16	N.A.
ACQUA INDUSTRIALE	Normale [m³/h]	Massimo [m³/h]
Utenze varie	0	5
TOTALE	0	N.A.
ACQUA GREZZA	Normale [m³/s]	Massimo [m³/s]
Raffreddamento intercooler	8,6 (*)	8,6 (*)

(*) La portata massima effettivamente necessaria ai nuovi TG è di 1,5 m³/s ciascuno; poiché non sono previsti interventi sull'opera di presa, le pompe attualmente disponibili per la condotta comune che alimenta i moduli 3 e 4 sono 2 da 8,6 m³/s ciascuna. Per far fronte al fabbisogno complessivo del modulo 3 e dei nuovi TG durante il normale esercizio – in funzione delle condizioni ambientali – si potrà funzionare con una sola pompa da 8,6 m³/s o, qualora questa portata sia insufficiente, avviare la seconda pompa; in questo caso la portata d'acqua complessivamente inviata ai moduli 3, G e H sarà di 17,2 m³/s.

Le linee di distribuzione idrica saranno estese alle nuove utenze, come riportato nell'*Allegato C8* "Nuova planimetria delle reti di acqua potabile e dell'acqua di raffreddamento dei condensatori".

6 GESTIONE DELLE ACQUE REFLUE E SCARICHI IDRICI DI CENTRALE

Le modalità di gestione delle acque reflue di Centrale e gli scarichi idrici rimarranno invariati rispetto all'assetto attuale.

Le reti fognarie per la raccolta e il rilancio delle varie tipologie di reflui saranno opportunamente estese alle nuove utenze, come riportato nell'*Allegato C10* "Nuova planimetria delle reti fognarie".

Si dettaglia nel seguito la condizione delle diverse correnti di acque reflue:



- **acque acide o alcaline**, costituite principalmente dalle acque di rigenerazione degli impianti utilizzati per il trattamento dell'acqua e da quelle dei lavaggi chimici saltuari dei componenti di impianto:
 - scarichi dell'impianto di pretrattamento – demineralizzazione: i reflui contengono essenzialmente i sali derivanti dal trattamento dell'acqua di fiume e l'eccesso di acido cloridrico e idrossido di sodio utilizzati per la loro rigenerazione. Tali reflui, strettamente legati al quantitativo di acqua prodotta, sono destinati ad una progressiva diminuzione in quanto i nuovi generatori di vapore GVR necessitano di minori reintegri rispetto alle tradizionali caldaie a corpo cilindrico;
 - scarichi degli impianti filtrazione condensato: l'apporto di tali reflui è destinato a diminuire nel tempo date le minori esigenze di purezza chimica delle acque di processo dei GVR rispetto alle tradizionali caldaie che operano a pressioni più elevate;
 - spurgo continuo dei Generatori di Vapore delle sezioni 1, 2, 3 (si evidenzia che le due nuove turbine faranno impiego dei GVR delle sezioni 2 e 3 a ciclo combinato): tali acque, con un bassissimo contenuto di sali minerali ed inquinanti, sono comunque inviate all'impianto trattamento chimico – fisico; il volume di acqua scaricata è complessivamente di circa 20-25 m³/giorno;
- **acque oleose**: nella configurazione futura rimarranno i medesimi sistemi di trattamento per tali correnti. Attualmente infatti le acque oleose sono trattate in una vasca API e poi sono successivamente inviate all'impianto ITAR dove confluiscono anche le altre acque reflue da trattare (si veda la planimetria in *Allegato C10*). L'apporto di tali reflui diminuirà con la configurazione futura in seguito alla dismissione della sezione 4 alimentata a gas e olio combustibile. Il quantitativo d'acqua che alimenterà la suddetta rete è stato valutato in base ai seguenti dati:
 - la superficie totale della Centrale è di circa 17 ha;
 - alla superficie totale vanno sottratte le seguenti aree:
 - aree coperte di circa 2,6 ha;
 - aree verdi di circa 2,9 ha;
 - altre aree coperte quali parcheggi, depositi di materiale vasche e serbatoi non inquinabili da oli per circa 4,0 ha.

Per la restante area (pari a circa 7,5 ha) è stata considerata la piovosità media di 600 mm ricavata dai dati storici dalla stazione idrologica di centrale. Il contributo medio dovuto alle acque piovane è quindi pari a 22,5 m³/h. A queste vanno sommati gli altri contributi per un totale di circa 30 m³/h continui. Per tener conto di possibili eventi di piovosità eccezionale, il nuovo impianto di trattamento è stato dimensionato per una portata continua di 100 m³/h;
- **acque meteoriche**: i quantitativi attualmente previsti si prevede che rimangano invariati nell'assetto futuro;
- **acque sanitarie**: la cui produzione è indipendente dall'assetto impiantistico e quindi rimarrà invariata nell'assetto futuro.

L'impianto di trattamento delle acque reflue non subirà modifiche e garantirà la stessa qualità delle acque in uscita al collettore di scarico rispetto alla situazione attuale, in conformità ai limiti normativi indicati dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte III del D.Lgs 152/06 per lo scarico in acque superficiali.



Anche i quantitativi scaricati si prevede che rimangano simili ad eccezione delle acque reflue trattate dall'ITAR (AI) che subiranno un decremento di circa il 20% in relazione alla dismissione d'uso dell'OCD.

Si stimano quindi i seguenti quantitativi allo scarico:

- SF1: circa 1.011×10^6 m³/anno, costituiti da circa 1.009×10^6 m³/anno di acque di raffreddamento dei condensatori (AR) e da circa 2.102×10^3 m³/anno di acque trattate dall'ITAR (AI);
- SF2: 1.314.000 m³/anno delle acque di lavaggio griglie opera di presa;
- SF3: non quantificabile poiché saltuario;
- SF5: non quantificabile ed ipotizzabile, in prima battuta, di poco inferiore al consumo di acque da acquedotto.

7 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le nuove sezioni TGG e TGH saranno dotate di due ciminiere ravvicinate canne metalliche di altezza 100 m e diametro 4,6 m ciascuna, da cui fluirà una portata fumi secchi alla massima capacità produttiva pari a 713.000 Nm³/h, riferita al 15% di O₂.

I condotti delle ciminiere dei due moduli TG, di diametro pari a 4,6 m circa e altezza pari a 100 metri, sono mantenuti separati, in modo da assicurare una sufficiente velocità di uscita dei gas ed una loro dispersione nell'atmosfera in ogni condizione di funzionamento, in particolare con una sola turbina a gas in esercizio. Le due ciminiere sono comunque affiancate, per ottenere la massima penetrazione della corrente gassosa attraverso gli strati bassi dell'atmosfera.

Gli inquinanti emessi dalle nuove sezioni sono ossidi di azoto e monossido di carbonio, per i quali nel seguito si riportano alcune informazioni dettagliate.

Nella situazione futura non si prevedono emissioni di biossido di zolfo (SO₂) e polveri, in relazione alla dismissione della sezione 4.

La produzione di CO₂, legata alla realizzazione degli interventi, diminuirà rispetto alla situazione attuale: le turbine a gas per servizio di picco hanno infatti un rendimento inferiore a quello del ciclo combinato, ma la potenza termica sarà nettamente inferiore. Inoltre il recupero termico dai fumi di scarico delle turbine a gas consentirà di incrementare la potenza elettrica degli esistenti moduli a ciclo combinato 1, 2 e 3 di complessivi 35 MWe netti per ogni singolo modulo a ciclo combinato e pertanto ne migliorerà le emissioni specifiche (CO₂ emessa per kWh di energia prodotta).

7.1 OSSIDI DI AZOTO

Per ridurre la produzione di NO_x delle due turbine, le macchine sono dotate di sistema di iniezione di acqua demineralizzata in camera di combustione. Diversamente da quanto avviene per le macchine dotate di bruciatori del tipo "Dry Low NO_x", il controllo viene esercitato attraverso l'iniezione di acqua demineralizzata, con rispetto dei limiti richiesti al di sopra del minimo tecnico.



I valori massimi garantiti per le emissioni di ossidi di azoto dalle turbine a gas sono di 50 mg/Nm³, corrispondenti a 35,6 kg/h. Tali valori sono intesi come medie orarie al carico nominale continuo, riferiti al 15% di O₂.

La produzione futura totale di NO_x dalle principali fonti di emissione di centrale (A1, A2, A3, A5, A19 e A20) è stimata pari a circa 1.874 t/a (si veda l'*Allegato C7*), in diminuzione di circa il 7,6% rispetto alla situazione attuale (si veda l'*Allegato A25*).

7.2 MONOSSIDO DI CARBONIO

Le nuove turbine TGG e TGH saranno dotate di un catalizzatore posto sulla condotta di scarico, in grado di limitare la concentrazione del monossido di carbonio (CO) nei fumi a valori inferiori a 50 mg/Nm³ (valore riferito ai fumi secchi al 15% di ossigeno), in conformità con i valori indicati dal *Bref Large Combustion Plant* (< 50 mg/Nm³).

Tali valori sono intesi come medie orarie al carico nominale continuo e corrispondono ad un flusso di massa di 35,6 kg/h. Tali valori sono intesi come medie orarie al carico nominale continuo, riferiti al 15% di O₂.

La produzione futura totale di CO dalle principali fonti di emissione di centrale (A1, A2, A3, A5, A19 e A20) è stimata pari a circa 1.872 t/a (si veda l'*Allegato C7*), in leggero aumento rispetto alla situazione attuale (circa 1.842 t/a – si veda l'*Allegato A25*).

7.3 FASI TRANSITORIE

Con riferimento alle fasi transitorie di accendimento e spegnimento delle turbine a gas per servizio di picco in progetto, queste sono dotate di un sistema per il controllo delle emissioni basato sull'iniezione di acqua demineralizzata in camera di combustione.

Tipicamente le sequenze di avviamento o di arresto di una macchina del tipo di quelle in progetto hanno una durata di circa 12 minuti.

In fase di avviamento si procede inizialmente all'accelerazione della macchina, quindi all'accensione dei bruciatori; l'iniezione di acqua demineralizzata viene attivata dopo circa 4 minuti dall'accensione dei bruciatori, con il raggiungimento del valore garantito di 50 mg/Nm³ non appena si supera il minimo tecnico.

8 PRODUZIONE DI RIFIUTI

La produzione dei rifiuti di Centrale non subirà delle sostanziali variazioni rispetto allo stato attuale.

I sottoprodotti ed i rifiuti solidi prodotti dall'esercizio dei nuovi impianti corrisponderanno sostanzialmente, oltre ai fanghi provenienti dagli impianti di trattamento acqua, agli imballaggi e ad una minima produzione di residui contaminati da oli lubrificanti o dielettrici. La Centrale è già dotata di sistemi dedicati per la raccolta, il recupero o lo smaltimento differenziato a norma di legge delle diverse tipologie di rifiuto.

Si deve segnalare che la dismissione della sezione 4 comporterà la cessazione di produzione di "ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia" (codice CER 100101) e la riduzione dei rifiuti derivanti dalla produzione dell'acqua demi (dovuta alla riduzione della produzione della stessa acqua demi), ossia resine di scambio ionico esaurite od esauste (codice CER 190905) e sali e loro soluzioni (codice CER 060314) e dei fanghi prodotti dal trattamento in loco degli effluenti, la cui



produzione massima diminuirà di circa 197 t/anno, per un totale di 800 t/anno prodotte nel nuovo assetto impiantistico.

La classificazione dei rifiuti sarà eseguita in conformità al DLgs 152/2006, individuando la tipologia e ricorrendo, se necessario, ad analisi effettuate da laboratori specializzati.

La Centrale è già dotata di sistemi dedicati per la raccolta, il recupero o lo smaltimento differenziato a norma di legge delle diverse tipologie di rifiuto che quindi saranno impiegati anche per i rifiuti prodotti dalle nuove turbine a gas. La Centrale è autorizzata, dall'AIA prot DSA-DEC-2009-0000976 del 3/08/2009, per la gestione di siti di deposito preliminare e messa in riserva per i rifiuti prodotti, nell'ambito della quale sono anche individuate apposite aree di deposito preliminare ai sensi dell'art 183 del DLgs 152/06 come modificato dal DLgs 4/08.

Tutte le fasi di movimentazione e gestione dei rifiuti, dalla produzione allo smaltimento, sono correntemente svolte e lo saranno nel nuovo assetto di impianto nel rispetto di regole interne e codificate da un'apposita procedura operativa predisposta nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale della Registrazione EMAS di Centrale che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

In relazione alla loro pericolosità ed al loro stato fisico, i rifiuti sono generalmente raccolti in contenitori "primari" (sacchi, big-bags, fusti, cassonetti, ecc.) a loro volta depositati nelle zone di stoccaggio tal quali o in contenitori secondari di protezione).

Le zone di stoccaggio sono costituite da piazzali scoperti, vasche interrate impermeabilizzate, aree recintate, locali coperti, con o senza bacino di contenimento, in relazione ai tipi di rifiuti e alle caratteristiche dei contenitori utilizzati.

Le tipologie di rifiuti e relative aree di stoccaggio previste nel nuovo assetto di Centrale sono indicate nelle *Schede C.B.11 e C.B.12*. Le aree di stoccaggio previste sono illustrate nella planimetria di *Allegato C11*.

9 ALTRI ASPETTI AMBIENTALI

9.1 RUMORE

La generazione di rumore relativa al funzionamento dei nuovi impianti è legata al funzionamento di apparecchiature che risultano tutte confinate e protette, anche ai fini della tutela del personale addetto.

Oltre alle sorgenti di rumore già elencate per l'assetto attuale di Centrale, sono da segnalare le seguenti:

- Camini del TGG e del TGH;
- Gruppi turbina del TGG e del TGH;
- Trasformatori del TGG e del TGH;
- Edificio principale sale macchine TGG e TGH;
- Nuova stazione di compressione del gas naturale.

Si rimanda alla *Scheda C.B.14* per la definizione dei valori di pressione sonora ad 1 metro dalle nuove sorgenti di rumore. L'ubicazione delle sorgenti di rumore nel nuovo assetto di Centrale è riportato nella planimetria dell'*Allegato C12*.



9.2 RADIAZIONI

Le radiazioni non ionizzanti indotte dai campi elettrici e magnetici, sono dovute al normale funzionamento di alternatori, trasformatori e montanti di macchina, nonché ai collegamenti dell'impianto con la rete elettrica. Rispetto alla situazione attuale va evidenziata la diminuzione dell'interferenza indotta dalla presenza di campi elettromagnetici, conseguente alla diminuzione della potenza elettrica e dal numero di ore di funzionamento.

