

## I N D I C E

1.	GENERALITA'	Pag.	1
1.1	Descrizione del ciclo produttivo	"	1
1.1.1	Combustibili	"	3
1.1.2	Componenti impiantistici di interfaccia con l'ambiente atmosferico e unità di servizio	"	3
2.	QUALITA' E QUANTITA' DELLE EMISSIONI	"	4
2.1	Emissioni tipiche e significative di impianto	"	4
2.2	Emissioni secondarie	"	5
3.	TASSO DI UTILIZZAZIONE E VITA RESIDUA DELL'IMPIANTO	"	6
4.	ALLEGATI	"	6

## 1. GENERALITA'

La Centrale Termoelettrica Turbogas di Alessandria è ubicata nel Comune di Valmadonna, provincia di Alessandria, ed occupa una superficie di circa 16 ha (vedi planimetrie, Allegati 1a e 1b).

Essa è costituita da due Sezioni turbogas ciascuna di potenza elettrica efficiente lorda pari a 88 MW nella combustione a gasolio e 90 MW nella combustione a gas naturale.

In particolari situazioni della rete elettrica nazionale a cui la Centrale è collegata e per brevi periodi nell'anno, le singole Sezioni turbogas possono raggiungere una potenza elettrica massima di punta di circa 109 MW nella combustione a gasolio e 111 MW nella combustione a gas naturale.

### 1.1 Descrizione del ciclo produttivo

Un gruppo turbogas è costituito essenzialmente da un compressore d'aria assiale, da un insieme di combustori racchiusi in un'unica camera di combustione anulare, da una turbina a gas a reazione e da un turboalternatore coassiali.

L'aria aspirata dall'atmosfera viene compressa dal compressore ed inviata alla camera di combustione, dove viene iniettato il combustibile (gasolio o gas naturale) che, bruciando, produce il fluido termico motore (miscela di aria compressa e gas della combustione) che, espandendosi nella turbina, genera energia meccanica.

Parte di questo lavoro aziona il compressore assiale, la rimanente parte viene convertita in energia elettrica nell'alternatore. Il fluido motore esausto, al termine del ciclo, viene disperso nell'atmosfera.

L'energia elettrica prodotta, attraverso il trasformatore

elevatore di macchina, viene immessa nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione.

Lo schema a blocchi di funzionamento di una tipica Centrale turbogas è rappresentato nell'Allegato 2.

### 1.1.1 Combustibili

La Centrale impiega come combustibili gasolio e gas naturale provenienti da diverse fonti di approvvigionamento nazionali ed internazionali.

I consumi orari dei combustibili per singola Sezione alla massima potenza efficiente lorda dell'impianto sono i seguenti:

- gas naturale\* 32.000 m<sup>3</sup>/h

- gasolio \*\* 26 t/h;

gli stessi, alla potenza elettrica massima di punta, sono:

- gas naturale 39.200 m<sup>3</sup>/h

- gasolio 31,3 t/h

Il quantitativo di combustibile bruciato è all'incirca proporzionale alla potenza elettrica effettivamente generata.

La fornitura di gas è stata sempre di tipo interrompibile e precario.

Ai fini della logistica e movimentazione del combustibile liquido questo è stoccato in un parco serbatoi costituito da n° 2 serbatoi uguali a tetto galleggiante per una capacità totale autorizzata pari a 33.600 m<sup>3</sup>.

\* Il consumo orario calcolato nel caso di combustione a solo gas naturale si riferisce ad un gas naturale con potere calorifico inferiore medio pari a circa 8.200 Kcal/m<sup>3</sup>.

\*\* Il consumo orario calcolato nel caso di combustione a solo gasolio si riferisce ad un combustibile con potere calorifico inferiore medio pari a 10.100 Kcal/kg.

### 1.1.2 Componenti impiantistici di interfaccia con l'ambiente atmosferico

I gas di combustione sono convogliati in n° 2 camini identici aventi le seguenti caratteristiche:

altezza : 18,3 m

diametro interno alla bocca : 4,8 m

Nella combustione in condizioni nominali sia a gasolio che a gas naturale alla potenza efficiente lorda i fumi al camino sono caratterizzati dai seguenti parametri fisici:

- temperatura all'uscita da 500 a 540 °C;
- velocità all'uscita da circa 40 a circa 50 m/s;

Per effetto della temperatura e della velocità dei fumi in uscita dai camini i prodotti della combustione raggiungono normalmente quote molto elevate con conseguente notevole dispersione e diluizione degli effluenti.

## 2. QUALITA' E QUANTITA' DELLE EMISSIONI

### 2.1 Emissioni tipiche e significative di impianto

Le emissioni tipiche e significative massime, in condizioni regimate, per quanto attiene al gasolio sono:

- **biossido di zolfo, (SO<sub>2</sub>):** 750 mg/Nm<sup>3</sup> di fumi secchi e con O<sub>2</sub> di riferimento del 15%\*;
- **ossidi di azoto, NO<sub>x</sub>, come NO<sub>2</sub>:** la concentrazione di NO<sub>x</sub> è inferiore a 600 mg/Nm<sup>3</sup> di fumi secchi con O<sub>2</sub> di riferimento pari al 15% nel caso del gasolio, e non superiore a 400 mg/Nm<sup>3</sup> di fumi secchi con O<sub>2</sub> di riferimento pari al 15% nel caso del gas naturale;
- **polveri:** nel funzionamento a gasolio la concentrazione risulta non superiore a 20 mg/Nm<sup>3</sup> di fumi secchi

\* Si precisa che l'emissione massima di SO<sub>2</sub> si adeguerà, nel corso del biennio Luglio 1989 - Luglio 1991, al valore di 250 mg/Nm<sup>3</sup> di fumi secchi e con O<sub>2</sub> di riferimento del 15%.

e con O<sub>2</sub> di riferimento pari al 15%.

## 2.2 Emissioni secondarie

Si segnala la presenza di punti di emissione (quali sfiati, scarichi anche non convogliati, ecc.) da accessori di impianto. Questi non vengono dettagliatamente descritti in quanto caratterizzati da emissioni che per quantità, qualità e frequenza sono da ritenersi non significative.

Per quanto concerne il parco serbatoi, stante le caratteristiche dei combustibili e le tecnologie adottate per il loro stoccaggio e movimentazione (tipologia dei serbatoi stessi, pompe, compressori, valvole, raccordi, ecc.) le emissioni non risultano significative.

## 3. TASSO DI UTILIZZAZIONE E VITA RESIDUA DELL'IMPIANTO

Le due Sezioni, entrate in servizio negli anni seguenti, hanno totalizzato, al 31.12.1988, le ore di produzione sottoindicate:

Sezione 1	1979	1855 ore
Sezione 2	1980	1376 ore

Il tasso di utilizzazione, ovvero il rapporto tra l'energia prodotta e quella teorica producibile alla potenza efficiente lorda durante l'arco dell'intero anno, negli ultimi tre anni risulta mediamente pari all'1,1% per la Sezione 1 e allo 0,2% per la Sezione 2.

Non è possibile valutare il termine della vita della Centrale in considerazione anche della situazione del Paese per quanto attiene alla produzione di energia elettrica.

4. **ALLEGATI**

- Allegato 1a - Planimetria impianto
- Allegato 1b - Planimetria zona
- Allegato 2 - Schema di funzionamento