

**INDICE**

	<b><u>Pagina</u></b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 EVOLUZIONE DELL'IMPIANTO</b>	<b>2</b>
<b>3 CICLO PRODUTTIVO E SISTEMI AUSILIARI</b>	<b>4</b>
<b>4 COMBUSTIBILI</b>	<b>8</b>
<b>5 SISTEMI DI CONTROLLO SULLE CARATTERISTICHE PERTINENTI IL PROCESSO E SUGLI EFFETTI AMBIENTALI</b>	<b>10</b>

## 1 INTRODUZIONE

La presente relazione riporta le principali informazioni relativamente alla Centrale di Turbigo nell'attuale configurazione di esercizio. In particolare sono presentati:

- evoluzione storica della Centrale;
- ciclo produttivo e sistemi ausiliari;
- combustibili;
- sistemi di controllo sulle caratteristiche pertinenti il processo e sugli effetti ambientali.

## 2 EVOLUZIONE DELL'IMPIANTO

La Centrale Termoelettrica di Turbigo svolge un'attività di produzione di energia elettrica mediante la combustione di olio combustibile a basso tenore di zolfo (STZ) e gas naturale. L'impianto è attualmente costituito da quattro unità, ripotenziato con l'installazione di altrettanti turbogas. L'azione dei gruppi può esplicitarsi in assetto isolato (separatamente dai turbogas) o ripotenziato, per una potenza complessiva installata di 1.730 MWe.

La costruzione dell'impianto ha avuto inizio nella metà degli anni '20 da parte della Società Vizzola S.p.A.. La prima unità, da 35 MWe con alimentazione a carbone, è entrata in attività nel 1928 ed è rimasta in esercizio fino al 1958. Nel 1937 la Centrale di Turbigo è entrata a far parte della prima linea europea a 220 kV, la Isarco-Torino.

Con la conversione dell'azienda all'interno dell'ENEL, nel 1960 il vecchio gruppo è stato smantellato e sostituito con due nuove unità da 70 e 75 MW, denominate "Turbigo Ponente". Alcuni anni più tardi è iniziata la costruzione di altri quattro gruppi chiamati "Turbigo Levante": la prima unità, da 250 MW, è entrata in servizio nel 1967; le rimanenti tre unità, di cui una da 320 MW e due da 330 MW, sono state avviate nel 1970, con una potenza complessivamente installata nelle 6 unità pari a 1.385 MW.

Unità	Potenza [MW]	Inizio Attività	Caldaia	Circolazione
Gruppo 1	250	1967	Benson-Ansaldo	Forzata
Gruppo 2	320	1970	B&W/BREDA	Forzata
Gruppo 3	330	1970	Combustion/Tosi	Controllata
Gruppo 4	330	1970	Combustion/Tosi	Controllata
Gruppo 5	70	1960	Sulzer/Tosi	Forzata
Gruppo 6	75	1960	Sulzer/Tosi	Forzata

I gruppi 5 e 6, nella zona di ponente, sono stati posti in conservazione nel 1985 e disattivati nel 1992; dalla metà degli anni '80 la Centrale è costituita da quattro unità attive.

A partire dall'inizio degli anni '90 è stato attuato il ripotenziamento dei gruppi con l'installazione di turbogas; per la realizzazione di tale programma si è resa necessaria la demolizione di strutture preesistenti e non più idonee alla successiva costruzione di nuovi ed adeguati impianti ed edifici completi di opere accessorie. L'area del sito produttivo è stata inoltre ampliata, attraverso l'acquisizione di terreni limitrofi e la sdemanializzazione della Roggia dell'Arno e della Bissona.

Tali attività di sdemanializzazione hanno interessato in particolare lo spostamento dell'alveo della Roggia Arno dal tratto interno alla recinzione della Centrale ad un nuovo alveo esterno alla proprietà e parallelo alla Strada Comunale della Folla.

Dal 1 Ottobre 1999 la Centrale di Turbigo è entrata a far parte della società di produzione Eurogen, costituita nell'ambito del gruppo ENEL in ottemperanza al decreto per la liberalizzazione del mercato elettrico.

Al 31 Maggio 2002 Eurogen S.p.A. è stata acquistata da Edipower S.p.A. ed incorporata nella stessa Edipower S.p.A. dal 1 Dicembre 2002.

Il predetto intervento di ripotenziamento ha previsto per ogni gruppo termoelettrico l'accoppiamento con una turbina a gas FIAT TG 50 D5, in grado di erogare una potenza elettrica all'alternatore pari a 125 MW. Tali unità, funzionando in assetto ripotenziato, cioè recuperando le calorie dei fumi caldi del turbogas mediante uno scambiatore di calore acqua/gas, consentono il preriscaldamento dell'acqua di alimentazione del generatore di vapore convenzionale fino ad una temperatura di 300°C circa, permettendo così l'esclusione dei due treni di riscaldatori alta pressione (AP) esistenti ed aumentando il rendimento globale del ciclo termico (TV+TG).

È stata infine prevista per tre dei quattro gruppi tradizionali la sostituzione dei trasformatori principali a 220 kV con macchine a 380 kV, con uscita in cavo e collegamento in cunicolo alla nuova stazione elettrica AT blindata (GIS), che ha sostituito la precedente del tipo in aria.

È stato inoltre condotto un programma di ambientalizzazione, all'interno del quale sono stati eseguiti specifici lavori di adeguamento per ogni gruppo termoelettrico, in particolare:

- installazione di un impianto di denitrificazione catalitica dei fumi e precipitatori elettrostatici per due gruppi tradizionali (TL11 e TL21);
- installazione di misure di abbattimento primarie degli inquinanti ai bruciatori e di precipitatori elettrostatici per gli altri due gruppi tradizionali (TL31 e TL41).

L'insieme di tali attività è finalizzato ad una riduzione delle emissioni in atmosfera di potenziali inquinanti quali gli NOx e le polveri. Sempre con lo scopo di limitare tali emissioni, sono stati realizzati nuovi impianti di evacuazione e stoccaggio delle ceneri ed è stata installata una ciminiera multiflusso da 150 metri per le unità TL11 e TL21.

Per quanto concerne la prevenzione dall'inquinamento delle acque, è stato realizzato un Impianto per il Trattamento delle Acque Ammoniacali (ITAA) ad integrazione del già esistente Impianto di Trattamento delle Acque Reflue (ITAR); sono stati inoltre effettuati interventi finalizzati al miglioramento della rete di raccolta delle acque reflue, implementandone la funzionalità e separando le acque biologiche.

### 3 CICLO PRODUTTIVO E SISTEMI AUSILIARI

La Centrale di Turbigo è costituita da 4 sezioni a vapore e da 4 sezioni turbogas con una potenza installata di 1.730 MWe. Ogni generatore di vapore ha il ciclo termico ripotenziato mediante preriscaldamento dell'acqua di alimento per mezzo di un recuperatore di calore sullo scarico del turbogas.

Le Sezioni a vapore sono costituite da:

- 4 generatori di vapore;
- 4 turbine a vapore (TL11, TL21, TL31, TL41);
- 4 alternatori;
- 4 condensatori;
- 5 trasformatori principali.

Le Sezioni turbogas sono costituite da:

- 4 turbine a gas (TL12, TL22, TL32, TL42);
- 4 alternatori;
- 4 recuperatori di calore;
- 4 trasformatori principali.

Nella tabella sottostante si riportano le ore equivalenti di funzionamento di ciascun gruppo alla massima capacità produttiva autorizzata di impianto.

Ore di funzionamento annue								
Assetto	TL11	TL12	TL21	TL22	TL31	TL32	TL41	TL42
Attuale	3500	2500	5000	4000	5000	4000	5000	4000

I componenti principali della Centrale sono:

- Caldia, nella quale il combustibile (olio denso/gas naturale) brucia e con il calore sviluppato produce vapore;

- Turbina a vapore: trasforma l'energia termica del vapore in energia meccanica. È costituita da tre stadi (alta, media e bassa pressione), installati su un medesimo albero che pone in rotazione l'alternatore. Il vapore, dopo aver attraversato i tre stadi della turbina, viene scaricato al condensatore;
- Condensatore: è il componente nel quale il vapore viene riportato allo stato liquido utilizzando come fluido refrigerante l'acqua del canale artificiale Naviglio Grande, prelevata dall'opera di presa e restituita senza ulteriori processi;
- Ciclo condensato alimento: è il sistema che permette di recuperare l'acqua condensata riportandola in caldaia per produrre nuovamente vapore;
- Turbina a gas: è costituita dal compressore, dalla camera di combustione e dalla turbina a gas. La combustione del metano produce gas ad alta temperatura e pressione che pone in rotazione la turbina e, di conseguenza, l'alternatore ad essa collegato;
- Recuperatore di calore con funzione di preriscaldamento dell'acqua alimento attraverso il recupero del calore dei fumi di scarico provenienti dal turbogas. Consente il funzionamento in assetto ripotenziato delle sezioni tradizionali;
- Alternatore: composto da una parte rotante (rotore) collegato rigidamente allo stesso asse di rotazione della turbina e da una parte fissa (statore). Esso serve per trasformare l'energia meccanica della turbina in energia elettrica;
- Trasformatore principale: l'energia elettrica prodotta dall'alternatore a 20 kV, viene trasformata a 380 kV per essere trasportata sulla rete elettrica nazionale;

Le quattro turbine a vapore, designate con le sigle TL11-TL21-TL31-TL41, sono state avviate tra il 1967 ed il 1970 e presentano differenze costruttive significative:

- TL11: costruzione Ansaldo, modello "tandem compound" a 3 flussi, potenza nominale 264 MW, carico minimo 50MW;
- TL21: costruzione Ansaldo, modello "tandem compound" a 2 flussi, potenza nominale 320 MW, carico minimo 120 MW;
- TL31-TL41: costruzione Franco Tosi, modello "tandem compound" a 4 flussi, potenza nominale 330 MW, carico minimo 60 MW.

Sono presenti due sale macchine separate:

- una per le turbine a vapore TL11-TL21, dotata di un carroponete unico a 4 ganci da 75-5-20-20 ton;

- una per le turbine a vapore TL31-TL41, dotata di due carriponte a 2 ganci da 40-10 ton e 70-10 ton.

Ciascuna sala macchine è corredata da una Sala Manovra dedicata (una per le unità 1-2, una per le unità 3-4).

Le quattro turbine a gas, designate con le sigle TL12-TL22-TL32-TL42, sono state avviate tra il 1995 ed il 1998, in occasione di un primo intervento di repowering. Trattasi di turbine di produzione Fiat Avio mod. TG50-D5, dual fuel (gas naturale e gasolio), con water injection per abbattimento NO<sub>x</sub>, da 125 MW<sub>e</sub> cad.

Le potenze nominali dei quattro gruppi sono riassunte nella seguente tabella.

Unità	Turbine a Gas (MWe)	Turbine a Vapore (MWe)	Totale (MWe)
Gruppo 1	125 (TL12)	250 (TL11)	375
Gruppo 2	125 (TL22)	320 (TL21)	445
Gruppo 3	125 (TL32)	330 (TL31)	455
Gruppo 4	125 (TL42)	330 (TL41)	455
<i>Totale</i>	<i>500</i>	<i>1230</i>	<i>1730</i>

Nei gruppi di produzione termoelettrica la produzione di energia elettrica avviene mediante combustione del combustibile in una caldaia per la generazione di vapore. Intorno alla caldaia sono disposti, su vari piani, i bruciatori per i combustibili (olio combustibile, gas naturale).

Il fenomeno della combustione all'interno della caldaia è regolato sia dal rapporto fra aria comburente e combustibile che dalla temperatura. La regolazione della miscela aria/combustibile avviene di norma automaticamente secondo parametri definiti e con un adeguato eccesso di aria per diminuire la formazione di incombusti.

La fase di combustione presenta principalmente le seguenti problematiche con risvolti di carattere ambientale:

- prevenzione di incidente (scoppio);
- massimizzazione dell'efficienza;
- minimizzazione della produzione di inquinanti.

In merito al pericolo di formazione di miscele esplosive in caldaia o in altre parti del sistema (condotti, camini) sono adottati particolari criteri di conduzione (prolungati

flussaggi di aria), nelle fasi di avviamento e riavviamento dopo fuori servizio della caldaia, e sono disposti una serie di controlli e blocchi automatici per garantire che questi flussaggi vengano attuati.

Anche in merito alla massimizzazione dell'efficienza, ovvero alla massima produzione di energia in rapporto al potere calorifico del combustibile, sono adottati particolari criteri di conduzione (atomizzazione del combustibile).

La gestione delle problematiche relative alla produzione di ossidi di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio e polveri, che costituiscono i principali inquinanti prodotti della combustione, è affrontata attraverso provvedimenti gestionali (scelta dei combustibili), tecnici (gestione della combustione) ed impiantistici (bruciatori, denitrificatori ed elettrofiltri).

In particolare in fase di combustione la riduzione di inquinanti è perseguita riducendo la temperatura di combustione (sistemi di combustione "a basso NO<sub>x</sub>" per i TV, utilizzo di acqua demineralizzata per i TG). I sistemi di abbattimento secondari sono costituiti dall'impiego di:

- denitrificatori catalitici: impianti per la riduzione catalitica degli ossidi di azoto alle emissioni, utilizzati su due gruppi tradizionali;
- elettrofiltri: composti da un impianto per la captazione delle polveri presenti nei fumi prima della emissione al camino, utilizzati su tutti i gruppi tradizionali.

Non sono presenti impianti di abbattimento per gli SO<sub>x</sub>: il contenimento delle emissioni viene realizzato tramite impiego di un mix di combustibili a base di gas naturale e olio combustibile (solitamente 75% gas naturale, 25% olio).

Le acque di raffreddamento dei condensatori delle turbine a vapore e dei macchinari ausiliari dei gruppi convenzionali vengono prelevate e scaricate nel Naviglio Grande, per la maggior parte dell'anno. La portata di acqua necessaria per la condensazione del vapore è di circa 40.5 m<sup>3</sup>/s (carico massimo). Durante i periodi di manutenzione del Naviglio (solitamente 1 mese in primavera ed un 1 mese in autunno), le acque vengono scaricate, tramite un canale di by-pass a cielo aperto, direttamente al Fiume Ticino.

Il raffreddamento delle quattro turbine a gas e dei relativi ausiliari viene invece realizzato tramite appositi air-coolers.

La sottostazione elettrica è di tipo blindato.

L'allacciamento elettrico AT della centrale è a 380 kV.

## 4 COMBUSTIBILI

I combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica sono l'olio combustibile denso a basso tenore di zolfo ed il gas naturale. Nella fase iniziale di accensione delle caldaie viene normalmente impiegato gas naturale.

Il sistema di torce pilota delle varie sezioni, utilizzato per l'accensione dei bruciatori principali, è alimentato a gasolio.

L'approvvigionamento di olio combustibile avviene sia mediante oleodotto sia mediante autocisterne. L'oleodotto collega la Centrale con la raffineria Sarpom di Trecate (NO) distante circa 10 km, e fornisce olio combustibile con una portata massima di 240 m<sup>3</sup>/h. Nel tratto esterno alla Centrale l'oleodotto è gestito in autonomia dalla società Sarpom.

Per lo scarico delle autocisterne è disponibile un'area attrezzata in grado di ricevere fino a 75 autocisterne al giorno. L'olio combustibile viene scaricato mediante apposite manichette ed è inviato ai serbatoi di stoccaggio utilizzando pompe idonee. Il sistema di scarico opera a pressione atmosferica con temperature dell'olio combustibile comprese tra 40 e 60 °C.

Tutte le zone interessate allo stoccaggio dei combustibili sono dotate di sistemi antincendio del tipo ad intervento automatico e/o manuale, sottoposti a prove di funzionamento periodiche. Le operazioni di movimentazione dei combustibili all'interno dell'impianto sono gestite da personale opportunamente addestrato, in particolare in merito alle possibili situazioni di emergenza gestite secondo il Piano di Emergenza Interno.

La Centrale è dotata di un deposito di olio combustibile costituito da:

- 3 serbatoi da 100.000 m<sup>3</sup>;
- 4 da 20.000 m<sup>3</sup>;
- 1 da 7.500 m<sup>3</sup>.

I serbatoi da 100.000 m<sup>3</sup> sono del tipo a tetto galleggiante mentre i restanti sono a tetto fisso. Tutti i serbatoi sono provvisti di un proprio bacino di contenimento destinato a contenere eventuali fuoriuscite di prodotto. La pavimentazione dei bacini di contenimento per i serbatoi da 20,000 m<sup>3</sup> e da 100,000 m<sup>3</sup>, tra serbatoio ed argini, è in terra battuta con canaletta di raccolta in cemento. Il bacino di contenimento del serbatoio da 7,500 m<sup>3</sup> è in cemento.

Per quanto riguarda il gasolio, necessario per il funzionamento delle torce pilota e delle caldaie ausiliarie, sono utilizzati 2 serbatoi di capacità pari a 100 m<sup>3</sup> ciascuno, con bacino di contenimento in cemento.

Sia la pavimentazione in terra battuta che in cemento consentono di evitare dilavamenti/infiltrazioni dei prodotti in deposito in caso di sversamenti accidentali. Ciò è dovuto all'altissima viscosità dei combustibili impiegati, praticamente solidi a temperatura ambiente.

Il gas combustibile proviene da un gasdotto della rete SNAM (condotta di diametro pari a 24”).

I quantitativi di combustibile che sarebbero impiegati alla massima capacità produttiva dell'impianto risultano pari a (vedi scheda B.5.2):

- 362.267 t/anno di olio combustibile;
- 1.428.097 kSm<sup>3</sup> di gas naturale;
- 798 t/anno di gasolio.

## 5 SISTEMI DI CONTROLLO SULLE CARATTERISTICHE PERTINENTI IL PROCESSO E SUGLI EFFETTI AMBIENTALI

Il controllo del processo produttivo della Centrale è garantito mediante il monitoraggio delle principali emissioni prodotte dalla Centrale stessa e delle eventuali ricadute che potrebbero originarsi sull'ambiente. Il monitoraggio interessa le seguenti tematiche ambientali:

- emissioni convogliate in atmosfera: le emissioni che derivano dal processo di combustione sono caratterizzate dalla presenza di biossido di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio e polveri. La Centrale dispone, per ciascuna unità termoelettrica, di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni; i valori rilevati al camino sono confrontati con i limiti di legge fissati dal Decreto MICA del 30 Giugno 1990. Inoltre:
  - vengono svolte verifiche annuali in merito all'accuratezza relativa dei sistemi di monitoraggio,
  - sono eseguite prove polveri per la taratura degli opacimetriLe varie attività vengono effettuate sotto la sorveglianza degli Enti di controllo.
- qualità dell'aria: la Centrale dispone di una rete di rilevamento della qualità dell'aria composta da 5 postazioni di monitoraggio configurate in accordo a quanto previsto dal Decreto MICA. Tutte le postazioni sono dotate di rilevatori in continuo per la determinazione delle concentrazioni di biossido di zolfo e degli ossidi di azoto. Due postazioni sono inoltre dotate di rilevatori della concentrazione di polveri;
- scarichi idrici: la Centrale dispone di un sistema di monitoraggio dei parametri chimico-fisici e delle concentrazioni dei principali inquinanti che potrebbero essere contenuti negli scarichi in corrispondenza dei punti di emissione nei corpi recettori;
- contaminazione del suolo: come evidenziato al Capitolo 7, sono state completate le attività di bonifica interessanti la zona "ex cantiere turbogas" e la zona di deposito olio turbina. Per entrambe le aree proseguono i piani di monitoraggio;
- qualità della falda acquifera: a partire dal 2001 è stato avviato il controllo periodico, con frequenza semestrale, delle acque di falda;
- rumore: per quanto riguarda gli impatti sull'ambiente esterno associati all'esercizio della Centrale, nel 2004 è stata condotta una campagna di monitoraggio del clima acustico presso alcuni recettori individuati nelle vicinanze del perimetro di impianto. Per quanto concerne il rumore interno, in ottemperanza a quanto previsto dal D.Lgs 277/91, è stata effettuata la

valutazione del rischio da esposizione a rumore per i lavoratori. A seguito dei risultati della campagna di misura, si è provveduto a ridurre le emissioni sia tramite la sostituzione di alcuni macchinari con altri con minori livelli emissivi, sia mediante l'installazione di schermature fonoassorbenti o fonoisolanti.