



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

*Divisione Generazione ed
Energy Management
Area di Business Termoelettrica
PCA/U.B. Fusina*

RELAZIONE TECNICA
DEI PROCESSI PRODUTTIVI

IL SITO E L'AMBIENTE CIRCOSTANTE

L'impianto termoelettrico di Fusina, entrato in attività nel 1964, si trova all'interno della Seconda Zona Industriale di Porto Marghera, Comune di Venezia; confina a nord con il Canale Industriale Sud del Porto Industriale, ad ovest con un'area libera di proprietà della Società ALCOA, a sud con la strada di accesso all'impianto, ad est con l'area dell'impianto comunale di depurazione delle acque, gestito dalla Società VESTA (Venezia Servizi Territoriali Ambientali).

E' composto da cinque sezioni termoelettriche, di taglia differente, costruite in tempi diversi:

Rif. FS_A25_schema a blocchi	N. sezione	Potenza (MW)	Anno avviamento
Fase 1	Sezione 1	165	1964
Fase 2	Sezione 2	171	1969
Fase 3	Sezione 3	320	1974
Fase 4	Sezione 4	320	1974
Fase 5	Sezione 5	160	1967

La potenza nominale complessivamente installata è di 1136 MW.

La sezione 5, già esercita dalla Società Alumina S.p.A. dal 1967 al 1982, è stata acquistata nel 1990, ristrutturata e rimessa in esercizio nel 1992. Autorizzata al funzionamento a solo metano con Decreto 19.1.99, è rimasta in esercizio fino al mese di ottobre 1999; attualmente è fuori servizio perché non allacciata al metanodotto.

L'impianto occupa un'area complessiva pari a 447.640 m², di cui circa 70.000 m² costituiti da aree coperte e 22.884 m² in concessione dal demanio marittimo.

L'impianto, progettato per un funzionamento di tipo continuativo, contribuisce alla copertura della richiesta della rete elettrica di energia di base per gli usi civili e industriali.

La produzione è regolata dalla funzione di dispacciamento dell'energia elettrica, attualmente di competenza dello Stato, e svolta, in base al D.Lgs. n 79 del 16/3/99, dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

Le aree circostanti il sito sono molto industrializzate, caratterizzate da attività legate in particolar modo al settore chimico e petrolifero. A servizio della zona industriale vi è il Porto Industriale che si estende in tutta l'area mediante una rete di canali navigabili sui quali insistono gli accosti per le operazioni di carico e scarico dei prodotti.

Nell'ultimo decennio si sono verificate notevoli variazioni, dovute essenzialmente a processi di razionalizzazione o chiusura d'impianti e variazioni di processo produttivo e di prodotto.

Le aree confinanti, esterne alle zone industriali, sono di tipo commerciale e residenziale, il cui centro abitato più vicino è Malcontenta che dista circa 4 km dall'impianto, in direzione Ovest. Rilevante é senz'altro la presenza turistica, legata in particolare al centro storico di Venezia. Nell'ambito lagunare riveste una certa

importanza la molluschicoltura, mentre l'agricoltura è più sviluppata nell'entroterra della Provincia di Venezia. Da menzionare sono infine le attività legate al trasporto commerciale e all'edilizia.

Il sito, in generale, è caratterizzato da una rete viaria particolarmente fitta, fattore che rende l'impianto stesso di facile accesso.

Per quanto attiene l'ambiente circostante, l'impianto si colloca all'interno della conterminazione della Laguna di Venezia (vedi planimetria FS_A24_vincoli), particolare ecosistema conosciuto in tutto il mondo quale ambiente di transizione, influenzato sia dagli apporti dei corsi d'acqua che vi sfociano, sia dagli scambi con il mare Adriatico, attraverso le bocche di Porto. L'idrodinamica dell'ambiente lagunare ha portato alla formazione di un complesso sistema di canali, anche navigabili, inseriti in un insieme di aree poco profonde (barene).

La laguna di Venezia deve comunque la sua attuale conformazione anche all'intervento antropico. Infatti, quale ambiente di transizione tra terraferma e mare, avrebbe dovuto evolvere verso l'interramento o verso la costituzione di ambiente marino.

L'uomo, invece, nel corso dei secoli ne ha modificato le tendenze evolutive, deviando i fiumi Brenta e Sile (che s'immettevano in Laguna), rafforzando i litorali, bonificando vaste aree lagunari, scavando canali, etc.

Attualmente la Laguna di Venezia ha una lunghezza di circa 52 Km ed una larghezza variabile tra 8 e 14 Km. Essa comunica con il mare attraverso le bocche di porto di Malamocco, Lido e Chioggia che suddividono l'intera laguna in tre sottobacini principali in cui quello di Lido è il più grande.

La Laguna di Venezia presenta una profondità molto variabile compresa, per il 75% della superficie, tra 0 e 2 m, mentre solo per il 5% superiore ai 5 m.

L'area di terraferma dove sorge la zona industriale presenta un assetto geologico- generale caratterizzato da una successione di strati di materiale sabbioso e argilloso, derivante in parte dagli apporti fluviali ed in parte dai riporti di tipo antropico di bonifica.

Sono distinguibili una serie di falde, di cui una superficiale, freatica, fortemente dipendente da fattori antropici ed alcune in pressione, tutte defluenti verso il mare (direzione da nord – ovest).

Le acque superficiali sono caratterizzate da una fitta rete idrografica superficiale, per lo più artificiale.

Per quanto attiene infine il clima, l'area in esame presenta un clima di tipo temperato. La direzione prevalente di provenienza dei venti è da nord est; le intensità sono variabili presentando anche valori significativi in regime di calma.

La percentuale di umidità nell'area in questione è elevata, in particolare nei mesi invernali ed autunnali.

Il massimo di precipitazioni si riscontra nei periodi tardo – primaverile ed autunnale (ottobre – novembre).

La localizzazione dell'impianto di Fusina è riportata nella planimetria FS_A13_Corografia.

DESCRIZIONE DEL CICLO PRODUTTIVO

Nell'impianto termico si realizza la trasformazione dell'energia chimica contenuta nei combustibili in energia elettrica attraverso trasformazioni intermedie in energia termica e in energia meccanica.

Il ciclo produttivo può essere così brevemente riassunto: l'acqua di alimento viene pompata nel generatore di vapore (caldaia) dove, ad opera del calore prodotto dal combustibile che brucia, si riscalda fino a portarsi allo stato di vapore.

Il vapore così ottenuto viene trasferito in turbina, dove l'energia termica è trasformata in energia meccanica. In uscita dalla turbina il vapore viene condensato mediante acqua di raffreddamento, prelevata dalla Laguna di Venezia in Canale Industriale Sud, e la condensa è nuovamente inviata in caldaia. La turbina è accoppiata all'alternatore, dove l'energia meccanica si trasforma in energia elettrica che viene immessa nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione attraverso due stazioni elettriche a tensioni rispettivamente di 220 e 380 kV.

I fumi caldi prodotti dalla combustione proseguono il loro percorso all'interno della caldaia fino ai riscaldatori d'aria rigenerativi, poi attraversano i sistemi di trattamento dei fumi ed infine giungono ai camini per essere dispersi in atmosfera.

In particolare, per quanto riguarda le sezioni 1÷4, i gas prodotti dalla combustione prima di giungere al camino vengono trattati anche dagli impianti di denitrificazione e desolforazione.

L'impianto dispone di due opere di presa e restituzione delle acque condensatrici per la condensazione del vapore; si distinguono infatti due sistemi di circolazione dell'acqua di raffreddamento: uno viene utilizzato per le sezioni 1÷4 e l'altro viene impiegato per la sezione 5.

L'opera di presa del sistema di circolazione sezioni 1÷4, denominata AL1 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI, si trova lungo il Canale Industriale Sud.

La quantità di acqua prelevata, attraverso una condotta scoperta lunga circa 500 metri che giunge fino ai sistemi di pompaggio a servizio delle quattro sezioni, è pari a 28 m³/s di acqua.

L'opera di scarico, denominata SR1 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI, si trova nel tratto terminale del Naviglio Brenta, a valle della conca di Moranzani e subito a monte di quella della sezione 5.

L'opera di presa della sezione 5, denominata AL2 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI, è anch'essa posizionata lungo il Canale Industriale Sud. L'acqua prelevata, pari a 9 m³/s, dopo aver percorso un canale di derivazione lungo 130 metri, giunge alla vasca di filtrazione e pompaggio da cui viene alimentato il circuito di refrigerazione in pressione. L'acqua di raffreddamento viene quindi scaricata in Naviglio Brenta (scarico SR2 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI) mediante una condotta, in parte aperta ed in parte sotterranea, della lunghezza di 1100 metri.

I dati tecnici fondamentali delle cinque sezioni dell'impianto termoelettrico di Fusina sono riportati in appendice.

Le cinque sezioni termoelettriche sono impianti così detti monoblocco, perché composti da caldaia - turbina – alternatore, in unica ed esclusiva sequenza; le sole sezioni 3 e 4 hanno in comune il camino.

I sistemi di abbattimento e/o contenimento delle emissioni, intesi come un insieme di macchinari ed apparecchiature di cui sono dotate le varie sezioni, sono le seguenti:

Sezione 1

- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA
- Denitrificatori

- Desolficatori
- Filtri a manica
- Ciminiera

Sezione 2

- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA
- Denitrificatori
- Desolficatori
- Filtri a manica
- Ciminiera

Sezioni 3 e 4

- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA e bruciatori low NOx
- Elettrofiltri
- Denitrificatori
- Desolficatori
- Ciminiera (comune alle due sezioni)

Sezione 5

- Camera di combustione con tecnologie OFA, Gas mixing e Reburning
- Elettrofiltri
- Ciminiera

In Appendice sono riportate in dettaglio le caratteristiche costruttive e di funzionamento di questi sistemi di abbattimento e/o contenimento delle emissioni.

Le ciminiere, rispettivamente di altezza 65 m per la sez. 1, 90 m per la sez. 2, 150 m unica per le sez.3 e 4 e 60 m per la sez. 5, consentono di contenere le immissioni al suolo entro i limiti di legge.

La differente altezza dei camini è funzione degli standard di progetto delle sezioni, costruite in tempi diversi, ed alla potenzialità delle stesse.

L'altezza dei camini e la temperatura dei fumi di scarico garantiscono un'efficace aerodispersione delle emissioni gassose.

In tutte le sezioni sono presenti sistemi di monitoraggio delle emissioni di SO_x, NO_x CO e polveri che analizzano i fumi prima della loro dispersione in atmosfera.

I sistemi di controllo delle emissioni si sono evoluti dai semplici strumenti dedicati al monitoraggio di una buona combustione a strumentazione più complessa, installata specificamente per la sorveglianza e la registrazione in continuo delle emissioni, in accordo con quanto previsto dalla legislazione vigente.

Per esprimere le concentrazioni degli inquinanti in condizioni normali (mg/Nm³), si rilevano anche temperatura e tenore di Ossigeno (O₂) nei fumi.

Ai fini dell'interpretazione dei dati, alle concentrazioni medie orarie registrate si associano i valori medi orari dei principali parametri di funzionamento dell'impianto, in particolare: potenza elettrica e portata dei combustibili.

Il sistema di monitoraggio adottato permette di controllare sia la regolarità del funzionamento della strumentazione sia che i valori medi mensili di emissione risultino sempre inferiori ai limiti prescritti. L'impianto mette in atto le azioni necessarie per ottimizzare la combustione, regolandone i parametri caratteristici secondo le istruzioni di esercizio, anche nelle fasi transitorie di avviamento e di fermata delle unità, nelle quali il processo di combustione non è completamente stabilizzato.

La strumentazione del sistema di monitoraggio in continuo viene periodicamente controllata, mantenuta e tarata, secondo una specifica procedura interna, oggetto di preventiva comunicazione agli Enti di controllo nell'anno 1996.

A partire dal 1998, a seguito della comunicazione alla Provincia di Venezia prot. n. 6931, Enel provvede ad inviare, con periodicità mensile alla stessa Autorità, i tabulati mensili dei valori medi giornalieri delle emissioni rilevati dal sistema di monitoraggio.

L'impianto termoelettrico di Fusina ha avviato altresì a partire dall'anno 2006 un utilizzo industriale del CDR – combustibile da rifiuti, classificato dal D.Lgs 152/06 come rifiuto speciale, dopo un periodo di sperimentazione effettuato sulla base di Protocollo d'Intesa siglato con Regione Veneto, Provincia di Venezia, Comune di Venezia in data 18 novembre 1998.

L'attuale autorizzazione all'utilizzo del CDR della Provincia di Venezia (vedi FS_A6_Autorizzazioni - Comunicazione per attività di recupero rifiuti non pericolosi - CDR EAS/000839 e Comunicazione prot.1170/06) e del MAP (vedi FS_A6_Autorizzazioni - Comunicazione del 17/02/06) consente la produzione di energia elettrica nell'assetto di co-combustione di carbone e CDR, con una potenza termica ascrivibile alla fonte rinnovabile inferiore al 5% della potenza termica dei singoli gruppi 3 e 4, in alternativa alle modalità di produzione con solo carbone (110 t/h di carbone per 320 MWe, al carico nominale), per un quantitativo comunque non superiore a 35.000 t/anno di CDR.

Il consumo di CDR, per ciascuna delle due sezioni termoelettriche 3 e 4, è pari a 9 t/h, completamente in sostituzione di quota parte del carbone, senza incremento di potenza termica ed elettrica dell'impianto.

L'utilizzo del CDR presso le sezioni 3 e 4 dell'impianto termoelettrico di Fusina ha richiesto la sostituzione del precedente Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME), in quanto la co – combustione richiede la misura in continuo di ulteriori inquinanti: HCl e COT, nonché di ulteriori parametri di esercizio: temperatura camera di combustione e portata CDR.

Su richiesta della Provincia di Venezia sono stati installati anche due campionatori in continuo delle diossine, uno su ciascuna sezione termoelettrica.

Vengono altresì eseguite delle misure discontinue trimestrali di ulteriori inquinanti: diossine, IPA, metalli e HF.

I valori limite delle concentrazione delle emissioni nei due assetti di combustione: solo carbone e co – combustione carbone – CDR sono riportati nella scheda FS_A7_Limiti alle emissioni.

PRINCIPALI ATTIVITA' CONNESSE AL FUNZIONAMENTO DELLA IMPIANTO

Le principali attività / infrastrutture connesse al funzionamento dell'impianto sono le seguenti:

● **Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione olio combustibile denso (OCD), gasolio e oli lubrificanti e minerali (AC 1)**

L'approvvigionamento dell'olio combustibile denso (OCD) è assicurato via mare tramite navi / bettoline, mentre il gasolio e gli oli lubrificanti e minerali via terra tramite autobotti.

Le navi / bettoline che trasportano OCD vengono scaricate attraverso tre stazioni a braccio mobile poste alle due estremità della banchina.

L'OCD viene convogliato nel parco olio combustibile e da qui direttamente aspirato dalle pompe ed inviato ai bruciatori di caldaia.

Il deposito degli oli combustibili è costituito da due serbatoi di stoccaggio metallici fuori terra a tetto galleggiante, collocati all'interno di un bacino di contenimento recintato da muri perimetrali, della capacità di 100.000 mc, mantenuto sistematicamente vuoto visti i ridottissimi consumi di OCD dell'impianto, e di 50.000 mc e da diversi serbatoi di servizio contenenti gasolio, utilizzato in situazioni particolari di esercizio quali gli avviamenti dei gruppi, i servizi antincendio e come carburante per le macchine operatrici, aventi le seguenti capacità:

Descrizione	Capacità (m³)
Gasolio agevolato	330
Gasolio autotrazione	40
Gasolio gruppi elettrogeni (n.3 serbatoi)	3,3 (totali)
Gasolio antincendio (n. 2 serbatoi)	0,6 (totali)
Gasolio	1,5

Per lo scarico dell'OCD si applicano procedure per la sicurezza degli operatori e la prevenzione degli inquinamenti.

Nella fase di scarico lo specchio acqueo interessato viene segregato con panne galleggianti per il contenimento di eventuali perdite di prodotto.

I bacini di contenimento dei serbatoi hanno capacità pari a circa 1/3 di quella dei serbatoi che vi insistono, al fine di contenere il prodotto in caso di sversamenti accidentali.

Il deposito è protetto da impianti di sicurezza antincendio automatici.

Attorno ai bacini di contenimento vi sono apposite canalizzazioni per la raccolta ed il convogliamento delle acque potenzialmente inquinabili da oli, nell'eventualità di possibili perdite accidentali di OCD, all'impianto di trattamento dedicato alla separazione e al recupero degli oli.

● **Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione carbone (AC 13)**

L'approvvigionamento del carbone è assicurato via mare tramite navi, con pescaggio fino a circa 10 m , che attraccano alla banchina posta lungo il Canale Industriale Sud.

Lo scarico delle navi carboniere è assicurato da due ponti gru.

Il carbone viene depositato nell'area parco carbone di 70.000 mq, adiacente alla banchina, che ha una capacità di stoccaggio pari a 600.000 t. Da qui, attraverso appositi nastri trasportatori chiusi, viene inviato alle caldaie.

Nelle fasi di scarico delle carboniere gli operatori si attengono alle disposizioni impartite nel documento di sicurezza inerente le operazioni portuali al fine di ridurre i rischi connessi alle operazioni di scarico.

Le suddette "Operazioni di scarico e carico di rinfuse solide effettuate sui terminali nazionali dalle navi portarinfuse" sono state oggetto di specifica certificazione ISO 9001.

Per ridurre gli effetti ambientali sono adottate le seguenti precauzioni:

- appositi scivoli metallici posti lungo il percorso delle benne, tra la nave e la tramoggia della gru, impediscono la caduta di carbone nel canale;
- alla fine dello scarico viene eseguita la pulizia della banchina e delle aree sottostanti i percorsi dei nastri trasportatori;
- le acque piovane che ricadono sul parco sono raccolte da canalette perimetrali e sottoposte a idoneo trattamento prima di essere scaricate nel corpo recettore.

- **Approvvigionamento metano (AC 6)**

Il gas naturale, che arriva in impianto tramite metanodotto alla pressione di circa 55 bar, viene inviato direttamente in caldaia attraverso il passaggio preliminare in stazioni di riduzione della pressione.

Le stazioni di riduzione della pressione sono dotate dei necessari dispositivi automatici di protezione e allarme di rilevazione delle perdite previsti dalle norme di sicurezza.

Il metano viene prevalentemente utilizzato in condizioni particolari (es.: start-up).

- **Refrigerazione acqua di condensazione - torri di raffreddamento (AC 15)**

Nelle sezioni 1 e 2, per migliorare l'efficienza dell'impianto produttivo nel periodo estivo riducendo contestualmente la quantità di calore scaricato in laguna, sono entrate in esercizio dodici torri di raffreddamento ad umido (sei per ciascuna sezione) funzionanti in circuito chiuso alimentato con acqua proveniente dal depuratore della Società VESTA, gestore del servizio pubblico di depurazione delle acque del Comune di Venezia.

Le torri sono a tiraggio forzato, cioè dotate di ventilatori.

L'acqua da raffreddare, per una portata di 5 m³/s per ciascuna sezione, spinta dalla pompa attraversa i condensatori e raggiunge la sommità delle torri dove viene frazionata in una finissima pioggia da un sistema di distribuzione, durante la sua discesa incontra in controcorrente il flusso d'aria prodotto dai ventilatori, si innesca così un processo di evaporazione di parte dell'acqua con conseguente naturale raffreddamento della frazione liquida rimanente. L'acqua raffreddata si raccoglie nel bacino sottostante ciascuna torre e da qui è convogliata in una vasca di calma dalla quale viene aspirata dalla pompa per essere immessa nuovamente nei condensatori attraverso le condotte di raffreddamento già esistenti. L'acqua evaporata e quella che deve essere necessariamente spurgata per evitare fenomeni di concentrazione salina, devono essere reintegrate nel ciclo. Il quantitativo massimo di integrazione è pari a circa 900 m³/h, prelevata dall'impianto di trattamento delle acque reflue della Società VESTA ed immessa nel circuito di raffreddamento previo trattamento biocida con idoneo impianto di sterilizzazione. Lo spurgo dal circuito di raffreddamento è di circa 300 m³/h,

L'acqua è restituita all'impianto di trattamento VESTA con caratteristiche idonee stabilite da apposita convenzione tra le parti (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Convenzione 26/06/03).

● **Impianti di trattamento delle acque reflue – ITAR (AC 9)**

L'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR tradizionale) dell'impianto termoelettrico di Fusina è destinato al trattamento delle acque inquinabili da oli, delle acque acide e/o alcaline e delle acque meteoriche di prima pioggia.

Le acque meteoriche, ricadenti su aree non soggette a rischio di inquinamento chimico e da oli, confluiscono in 2 scarichi in Canale Industriale Sud, all'estremità nord – est della banchina, denominati SP1 e SP2 (vedi Planimetria FS_B19__21_AI).

L'impianto di trattamento delle acque inquinabili da oli fa parte dell'ITAR tradizionale e riceve le acque dell'impianto termoelettrico potenzialmente inquinabili da oli, quali gli spurghi di lavaggi di aree a rischio di inquinamento di oli, le condense dal sistema di riscaldamento per la fluidificazione dell'OCD e le acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi per oli, dalle aree interessate dalle attività di movimentazione dei combustibili e dalla zona in cui sono ubicati i trasformatori e le acque di prima pioggia provenienti da tutte le sezioni 1 ÷5.

L'impianto è costituito da un serbatoio di raccolta delle acque potenzialmente inquinabili da oli, della capacità di 3000 m³ e da due unità di trattamento del tipo API di capacità di 100 m³ /ora ciascuna, operanti secondo il principio di separazione basato sulla differenza di peso specifico tra acqua e olio.

Le acque trattate recapitano normalmente all'impianto ITAR, mentre l'olio separato viene raccolto in un serbatoio dedicato.

L'impianto di trattamento acque acide e/o alcaline è destinato a trattare i reflui dell'impianto termoelettrico provenienti dagli impianti di predepurazione e di demineralizzazione dell'acqua dei cicli termici, dai lavaggi dei riscaldatori di aria, dai lavaggi acidi dei circuiti di caldaia, nonché dalla raccolta delle acque meteoriche trattate presso l'impianto di disoleazione.

Ai reflui da trattare vengono addizionati, in apposite vasche di reazione, reagenti chimici che favoriscono l'abbattimento delle sostanze inquinanti disciolte o sospese con formazione di fanghi. La capacità massima di trattamento dell'impianto è di 250 m³/ora. L'impianto è dotato di due serbatoi di accumulo per una capacità complessiva di 4000 m³.

Il ciclo di depurazione prevede le seguenti fasi:

- neutralizzazione primaria a pH 9,0 – 9,5 con Ca (OH)₂;
- neutralizzazione secondaria e flocculazione con Ca (OH)₂, cloruro ferrico, e polielettrolita;
- sedimentazione e separazione del fango;
- controllo finale del pH del refluo chiarificato prima dello scarico in laguna.

I fanghi separati vengono pre - ispessiti e disidratati mediante filtro - pressa.

L'impianto è dotato di un pozzetto di ispezione (pozzetto ITAR) che consente il prelievo e il controllo delle acque trattate prima che queste confluiscono nel collettore di scarico.

Le acque depurate provenienti dall'impianto di disoleazione e di trattamento ITAR dell'impianto vengono scaricate nel Canale Industriale Sud a mezzo dello scarico convenzionalmente denominato SM1 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI.

Una descrizione dell'impianto è riportata nella domanda di rinnovo / integrazione di autorizzazione dello scarico, inoltrata al Magistrato alle Acque di Venezia (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Domanda di rinnovo autorizzazione EAS/Br 0000225 e integrazione EAS/Br 0000448).

● **Impianti di trattamento delle acque reflue – ITSD, ITAA e SEC (AC 10)**

L'impianto di trattamento delle acque reflue (ITSD, ITAA e SEC) dell'impianto termoelettrico di Fusina è destinato al trattamento degli spurghi dei desolficatori e acque meteoriche del parco carbone (ITSD), al trattamento delle acque ammoniacali (ITAA) e al trattamento degli scarichi del TSD, attraverso un sistema evaporazione – cristallizzazione, per il recupero delle acque (SEC).

L'impianto ITAA è destinato alla depurazione dei reflui provenienti dagli impianti di abbattimento degli ossidi di azoto (NOx) delle sezioni 1÷4, tramite un processo chimico-fisico di precipitazione, sedimentazione e stripping in corrente di vapore.

Il ciclo di depurazione prevede le seguenti fasi:

- alcalinizzazione con $\text{Ca}(\text{OH})_2$ per la precipitazione dei metalli;
- chiarificazione primaria dei reflui e separazione dei fanghi;
- addolcimento con Na_2CO_3 ;
- stripping dell'ammoniaca in corrente di vapore e riciclo della stessa per l'alimentazione dei denitrificatori delle sezioni 1÷4;
- invio delle acque trattate all'impianto ITSD per il trattamento di finissaggio.

L'impianto ha una capacità massima di trattamento di 10 m³/ora.

L'impianto ITSD è destinato a trattare i reflui provenienti dall'impianto ITAA, gli spurghi della desolfurazione dei fumi e le acque meteoriche del parco carbone e quelle provenienti dalle operazioni di lavaggio del piazzale di carico delle ceneri di carbone negli autosili.

Il ciclo di depurazione prevede le seguenti fasi:

primo stadio

- neutralizzazione primaria con $\text{Ca}(\text{OH})_2$ a pH 7 per l'abbattimento delle frazioni acide;
- neutralizzazione secondaria con $\text{Ca}(\text{OH})_2$ a pH 9,2 e precipitazione con Na_2S dei contaminanti metallici;
- flocculazione-desolfurazione con FeCl_2 e polielettrolita a pH 9.2 - 9.5;
- sedimentazione e ispessimento dei fanghi

secondo stadio

- coagulazione e neutralizzazione con FeCl_3 a pH 7 per l'abbattimento del selenio;
- flocculazione con polielettrolita;
- sedimentazione ed ispessimento fanghi.

La capacità massima di trattamento dell'impianto è di 150 m³/ora. L'impianto è dotato di serbatoi di accumulo per una capacità complessiva di 4000 m³.

Le caratteristiche degli effluenti dell'impianto ITDS sono tali da consentire il loro sostanziale recupero nell'impianto di desolforazione per il lavaggio dei fumi delle sezioni 1÷4. La quota in esubero viene inviata all'impianto evaporazione – cristallizzazione (SEC), per il totale recupero delle acque nel ciclo produttivo, salvo nei casi di fuori servizio dell'impianto SEC, in tal caso lo scarico sarà inviato a VESTA, nel punto di immissione denominato SS1 – vedi planimetria FS_B19_B21_AI.

L'impianto SEC è essenzialmente costituito da:

- una sezione di pretrattamento (addolcitore) tramite decalcificazione con carbonato di sodio e polielettrolita; parte dell'effluente (acqua decalcificata) viene recuperato e inviato al serbatoio di alimentazione dell'impianto DeSOx delle sezioni 3 e 4;
- i fanghi vengono invece inviati ad una sezione di evaporazione / cristallizzazione del refluo, mentre l'acqua evaporata viene fatta condensare e recuperata nel ciclo produttivo per alimentare il serbatoio di reintegro del DeSOx delle sezioni 1 e 2, mentre i cristalli liquidi residui vengono inviati a smaltimento previo insaccamento in big bags e/o cassoni scarrabili coperti.

L'impianto è dimensionato per trattare circa 70 m³/h di reflui.

I reagenti chimici impiegati nell'impianto SEC sono:

Sezione di addolcimento

- Carbonato di sodio 5500 t/anno;
- Polielettrolita 50 t/anno;

Sezione di evaporazione / cristallizzazione

- Acido cloridrico 600 t/anno;
- Soda caustica 650 t/anno;
- Antischiuma 30 t/anno;
- Antincrostante 30 t/anno;
- Deossigenante 30 t/anno.

Una descrizione degli impianti è riportata nella domanda di rinnovo / integrazione di autorizzazione dello scarico, inoltrata al Magistrato alle Acque di Venezia (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Domanda di rinnovo autorizzazione EAS/Br 0000225 e integrazione EAS/Br 0000448).

• **Impianto di demineralizzazione (AC 7)**

L'acqua industriale necessaria al processo ed ai servizi dell'impianto termoelettrico è fornita dall'acquedotto industriale VESTA.

Circa il 10% della fornitura viene utilizzato tal quale, il rimanente subisce un pretrattamento di chiariflocculazione e, successivamente, un quantitativo pari a circa il 50% di quest'ultimo, subisce un processo di demineralizzazione totale che rende l'acqua di caratteristiche compatibili con i cicli termici delle caldaie.

Nell'impianto di demineralizzazione l'acqua pretrattata attraversa in sequenza una linea a resine anioniche, una a resine cationiche ed infine, dopo degasazione, un filtro a letti misti.

Le linee sono soggette ad esaurimento e devono quindi essere sottoposte a processi di rigenerazione che comportano la produzione di acque chimicamente da trattare in idonei impianti di trattamento (ITAR).

Una descrizione degli impianti è riportata nella domanda di rinnovo / integrazione di autorizzazione dello scarico, inoltrata al Magistrato alle Acque di Venezia (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Domanda di rinnovo autorizzazione EAS/Br 0000225 e integrazione EAS/Br 0000448).

● **Stoccaggio dei rifiuti (AC 11)**

L'impianto termoelettrico di Fusina è dotato di alcuni depositi preliminari o messa a riserva di rifiuti speciali pericolosi e non, autorizzati dalla Provincia di Venezia, ubicati in apposite aree di impianto:

- deposito preliminare dei seguenti rifiuti: rifiuti contenenti fibre di amianto, accumulatori al piombo esausti, lampade e strumentazione al mercurio esauste, diluenti e solventi (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Autorizzazione n. 7491-06) ;
- messa a riserva di gessi (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Autorizzazione n. 16691-06);
- messa a riserva di ceneri da carbone (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Autorizzazione n. 18472/02, integrata dall'Autorizzazione n. 23507-04;
- deposito preliminare e messa a riserva di terre e rifiuti misti da demolizione (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Autorizzazione n. 89197-05, integrata dalle Autorizzazioni n. 62302/06 e n. 93827/06).

E' stata presentata altresì alla Provincia di Venezia un'ulteriore richiesta di autorizzazione per:

- lo stoccaggio (deposito preliminare e messa a riserva) di diverse tipologie di rifiuti speciali (pericolosi e non) prodotti all'interno dell'impianto con frequenza tale da richiedere uno stoccaggio con tempi di permanenza in impianto superiori a quanto previsto dal deposito temporaneo; questa modalità di gestione dei rifiuti consente di effettuare trasporti con pesi ottimali tra l'impianto di Fusina e i centri di smaltimento o recupero.
- lo stoccaggio (deposito preliminare) di cristalli derivanti dal processo di evaporazione / cristallizzazione delle acque reflue ITSD per il recupero delle acque.

Esistono ulteriori aree (magazzino, zone idonee coperte, ecc..) adibite al deposito temporaneo dei rifiuti, in relazione alla loro modesta quantità e saltuarietà di produzione.

Una descrizione delle modalità di stoccaggio è riportata nelle relative autorizzazioni e/o domande riportate in FS_A6_Autorizzazioni .

● **Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione del CDR (AC 4)**

L'impianto di ricezione del CDR presso l'impianto termoelettrico di Fusina, per l'invio del combustibile alle caldaie dei gruppi 3 e 4, è stato costruito all'interno di un capannone in carpenteria metallica.

Il capannone è adeguatamente aerato e tenuto in leggera depressione, in modo da evitare la fuoriuscita di polveri e cattivi odori, dove alloggiato:

- la tramoggia di ricezione;
- le vasche di stoccaggio;
- i macchinari del sistema di frantumazione;

- i sistemi di dosaggio e invio del CDR in caldaia;
- i quadri elettrici e di automazione, in un locale dedicato.

Il CDR viene trasportato in centrale tramite mezzi telonati o chiusi. Il prodotto viene scaricato dai mezzi di trasporto in una tramoggia di ricezione dotata di fondo mobile; la tramoggia alimenta un redler elevatore che scarica in due vasche di stoccaggio.

Le vasche di stoccaggio (A e B) hanno una capacità di accumulo totale di circa 250 t, corrispondenti a circa 500 m³. Il sistema di scarico e alimentazione delle vasche di stoccaggio ha una capacità di circa 30 t/h.

Il CDR estratto dalle vasche, dopo il passaggio nel separatore magnetico per la selezione delle frazioni metalliche, è inviato ai mulini macinatori tramite un secondo “redler” elevatore. Il prodotto macinato viene estratto dai mulini tramite un sistema pneumatico.

La separazione del prodotto combustibile dalla corrente di trasporto avviene tramite due cicloni separatori e un filtro a maniche. Il CDR viene di qui immesso tramite coclea dosatrice nella linea pneumatica di invio agli esaustori dei mulini carbone selezionati.

La portata del sistema di alimentazione del CDR è di 9 t/h su ciascuna delle due sezioni 3 e 4.

Il CDR macinato viene iniettato nel condotto di collegamento tra l’uscita del classificatore dei mulini a rulli che alimentano il 2°, il 3° e il 4° piano bruciatori e l’esaustore degli stessi mulini.

Nel punto di iniezione, il CDR macinato si miscela con la corrente di aria e polverino di carbone che, dopo l’esaustore, viene ripartita in quattro flussi secondari ad alimentare i bruciatori di ciascun piano di caldaia.

La distribuzione del CDR agli esaustori avviene per mezzo di valvole deviatrici, poste in corrispondenza degli esaustori stessi, manovrate in modo da alimentare alternativamente i mulini, essendo le valvole poste in serie l’una all’altra.

Sulla linea di alimentazione, prima dell’arrivo del flusso ai mulini, è installata una valvola deviatrice che, in caso di emergenza e/o di arresto impianto, permette di scaricare il CDR in un ciclone e da questo in un cassone di stoccaggio.

L’alimentazione ai due gruppi termoelettrici può essere separata e indipendente a partire dalle valvole stellari a valle dei cicloni della linea di macinazione sopra descritta.

Una descrizione delle modalità di approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione del CDR è riportata nelle relative autorizzazioni e/o domande (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Comunicazione per attività di recupero rifiuti non pericolosi - CDR EAS/000839 e Comunicazione prot.1170/06) e del MAP (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Comunicazione del 17/02/06).

- **Stoccaggio della marmettola (AC 12)**

In sostituzione del calcare, in qualità di reagente per la desolfurazione dei fumi di combustione è utilizzato un fango palabile, detto “marmettola”, proveniente dalla lavorazione dei materiali lapidei di natura calcarea, codificato con il codice CER 01.04.13 e pertanto classificato non pericoloso.

A tal fine è stata inoltrata all’Amministrazione Provinciale di Venezia specifica Comunicazione di inizio attività, per il recupero di materia dai rifiuti non pericolosi previste dall’allegato 1 al DM 05.02.1998 – punto 12.3, ottenendo la relativa registrazione nel Registro delle Imprese Provinciale Gestione Rifiuti.

La quantità di “marmettola” sottoposta all’attività di recupero è di circa 45.000 t/anno, corrispondente alla capacità di utilizzo nei desolficatori di tutte le sezioni 1÷ 4 dell’impianto termoelettrico di Fusina.

La “marmettola” viene trasportata umida, in modo da renderla palabile, in camion a cassone coperto da circa 30 t .

L’impianto di diluizione della “marmettola” serve a renderla fluida e movimentabile con pompe per liquidi, quindi adatta ad essere dosata direttamente negli stessi sistemi di abbattimento.

Le pompe e il mescolatore sono azionati da motori elettrici della potenza complessiva di poche centinaia di kW.

Il ciclo completo di produzione della “marmettola” fluida si realizza nell’arco di poche ore e si ripete ogni volta che arriva un camion di “marmettola” palabile.

I componenti principali dell’impianto sono i seguenti:

Una piazzola

Nella piazzola viene scaricato il camion di “marmettola” e subito dopo inizia un graduale trasferimento all’interno di una vasca di miscelazione, adiacente la piazzola.

Vasca di miscelazione con relativo agitatore/miscolatore

L’agitatore/miscolatore ha il compito di omogeneizzare la “marmettola” e l’acqua producendo un fluido adatto a pompe per liquidi.

Il sistema di miscelazione è composto da una vasca di qualche decina di metri cubi all’interno della quale sono posizionati dei sistemi di agitazione.

La “marmettola” fluida prodotta dall’agitatore/miscolatore viene inviata successivamente ad una vasca di stoccaggio finale.

Vasca stoccaggio finale

La vasca di stoccaggio finale della capacità di circa 80 m³ è dotata di elettropompe per l’invio del prodotto ai serbatoi al sistema di dsolfurazione dei fumi. La vasca di stoccaggio finale costituisce un “volano” al fine di garantire un’alimentazione costante della “marmettola” diluita al sistema di desolfurazione in relazione alla tipologia saltuaria delle forniture e della capacità dei serbatoi di esercizio BL 712X.

Due pompe

Le elettropompe hanno lo scopo di trasferire la “marmettola” dalla vasca di stoccaggio finale all’attuale sistema di dosaggio calcare dei sistemi di abbattimento dell’S₂O e precisamente nel serbatoio di esercizio BL 712X.

Una descrizione delle modalità di approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione della marmettola è riportata nelle relative autorizzazioni e/o domande (vedi FS_A6_Autorizzazioni: Comunicazione per attività di recupero rifiuti non pericolosi (Marmettola) EAS/0000337 e Comunicazione Provincia di Venezia prot.58222/06).

● **Impianto antincendio (AC 5)**

L’impianto antincendio è soggetto a controlli periodici, come previsto dal DPR 37/98 e ad una specifica certificazione, Certificato di Prevenzione Incendi (CPI), rinnovata ogni tre anni e rilasciata dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Venezia.

L'ultimo CPI è stato rinnovato nel 2005 (vedi FS_A6_Autorizzazioni: CPI n.15387/prev del 18/11/2005); esso individua le sostanze, gli impianti e le apparecchiature che presentano pericolo di incendio, indica le limitazioni, i divieti e le condizioni di esercizio, elenca i sistemi, i dispositivi e le attrezzature antincendio, riportate altresì in modo dettagliato nella valutazione rischio incendio redatta ai sensi del D.Lgs. 626/94 e del DM 10.03.98.

Sono inoltre dislocati presso gli impianti specifici, ed in generale nell'impianto termoelettrico, estintori portatili, carrellati, manichette ed idranti. Tutti sono ubicati in posizioni strategiche, facilmente raggiungibili e soggetti a periodici controlli.

In particolare il deposito olio combustibili è protetto da impianti di sicurezza antincendio automatici, costituiti da dispositivi versatori di schiuma disposti opportunamente attorno al bacino e da un impianto ad acqua frazionata che agisce sul loro mantello per raffreddarli evitando così la propagazione dell'incendio ai serbatoi adiacenti.

Una descrizione dettagliata delle misure di prevenzione e lotta antincendio è riportata in FS_A6_Autorizzazioni: CPI n.15387/prev).

● **Caldaia ausiliaria (AC 2)**

La caldaia ausiliaria può essere utilizzata per la produzione di vapore per i servizi ausiliari di centrale durante le operazioni di fermata e di avviamento delle sezioni termoelettriche o, certamente, nei periodi di fermata contemporanea delle stesse.

Il suo funzionamento pertanto è di tipo sporadico.

La caldaia ausiliaria utilizza esclusivamente gasolio ed ha le seguenti caratteristiche:

- Potenzialità: 2.400.000 kcal/h;
- Consumo specifico: 0,25 t/h;
- Altezza del camino: circa 7 m;
- Velocità dei fumi: circa 7 m/s.

● **Gruppi elettrogeni di emergenza (AC 3)**

In caso di totale mancanza di energia elettrica sia dall'interno che dall'esterno, per assicurare la continuità di esercizio di determinate apparecchiature o sistemi di protezione dell'impianto termoelettrico, indispensabili a garantire la sicurezza del personale presente e del macchinario stesso, sono presenti una serie di gruppi elettrogeni a servizio delle varie sezioni.

Il loro funzionamento pertanto è di tipo sporadico e normalmente vengono avviati periodicamente, senza erogazione di energia elettrica, per verificarne il loro stato di esercizio.

I gruppi elettrogeni utilizzano esclusivamente gasolio ed hanno le seguenti caratteristiche:

- Gruppo elettrogeno sezioni 1/2: potenzialità pari a 1,25 MWt;
- Gruppo elettrogeno sezione 3: potenzialità pari a 1,41 MWt;
- Gruppo elettrogeno sezione 4: potenzialità pari a 1,41 MWt;
- Gruppo elettrogeno sezione 5: potenzialità pari a 1,18 MWt;
- Gruppo elettrogeno: potenzialità pari a 1,2 MWt.

- **Attività manutentive (AC 14)**

Le attività manutentive sono eseguite dal personale della Sezione Manutenzione e da ditte terzi.

Il personale opera sui macchinari dell'impianto ed in officina, in questo caso esclusivamente personale Enel, per la realizzazione o la riparazione di componenti d'impianto.

La manutenzione dell'impianto può richiedere attività di saldatura, che se eseguita in officina, è effettuata con appositi sistemi di filtrazione (pos. N. 59 Planimetria FS_B20_AT).

Altresì le attività manutentive producono una quota di rifiuti, gestiti tramite apposita procedura interna facente parte del Sistema di Gestione Ambientale (SGA), destinati principalmente allo smaltimento.

- **Attività di controllo – laboratorio chimico (AC 8)**

Il personale del Laboratorio Chimico opera sull'impianto, in ufficio ed in laboratorio in attività relative a prove e controlli chimici e ambientali.

Tutte le attività di laboratorio sono svolte in condizioni di lavoro idonee (cappe aspiranti) e tutte i residui delle attività sono smaltiti o trattati adeguatamente.

- **Progetto nuovo impianto dimostrativo di produzione energia elettrica alimentato a idrogeno**

Nella centrale termoelettrica di Fusina è prevista la realizzazione di un nuovo impianto dimostrativo di produzione di energia elettrica, a ciclo combinato, di circa 12 MW, alimentato ad idrogeno. L'impianto è stato autorizzato ai sensi dell'art. 12 del D.Lgs 387/03 dalla Regione veneto con Decreto prot. n. 1910 del 20.06.06.

L'impianto sarà realizzato nella posizione 251 indicata nella planimetria FS_B 18_PS_Plan Stato.dwg.

I gas di scarico del ciclo combinato saranno inviati ad un generatore di vapore di recupero (GVR) per il recupero del calore.

In coda al GVR verrà recuperato del condensato (condensa fumi) che verrà utilizzato come acqua industriale dopo eventuale trattamento nell'impianto 1TAR.

Il GVR sarà dotato di 3 camini, descritti nella scheda FS_B6_Fonti emiss convogliate.doc. Il primo camino (by-pass) sarà equipaggiato con sistema di monitoraggio delle emissioni (NOx e CO) dedicato, mentre i rimanenti due saranno equipaggiati con SME comune commutabile sul camino di volta in volta funzionante.

I limiti da rispettare sono indicati nella scheda FS_A7_Limiti emissioni.doc.

**NOTE INTEGRATIVE COMUNI AI DUE IMPIANTI TERMOELETTRICI
DI FUSINA E PORTO MARGHERA (POLO UNICO)**

1. RELAZIONE DESCRITTIVA CICLO DI PRODUZIONE

1.1. Tecnologia del processo di generazione energia elettrica delle centrali (generazione con caldaia e condensazione a vapore)

Il processo di generazione d'energia elettrica (Figura 1), basato sul ciclo a vapore, si articola sostanzialmente in quattro sottoprocessi:

- combustione in caldaia per produrre vapore;
- trasporto del vapore in turbina;
- espansione del vapore in turbina;
- raffreddamento finale nel condensatore.

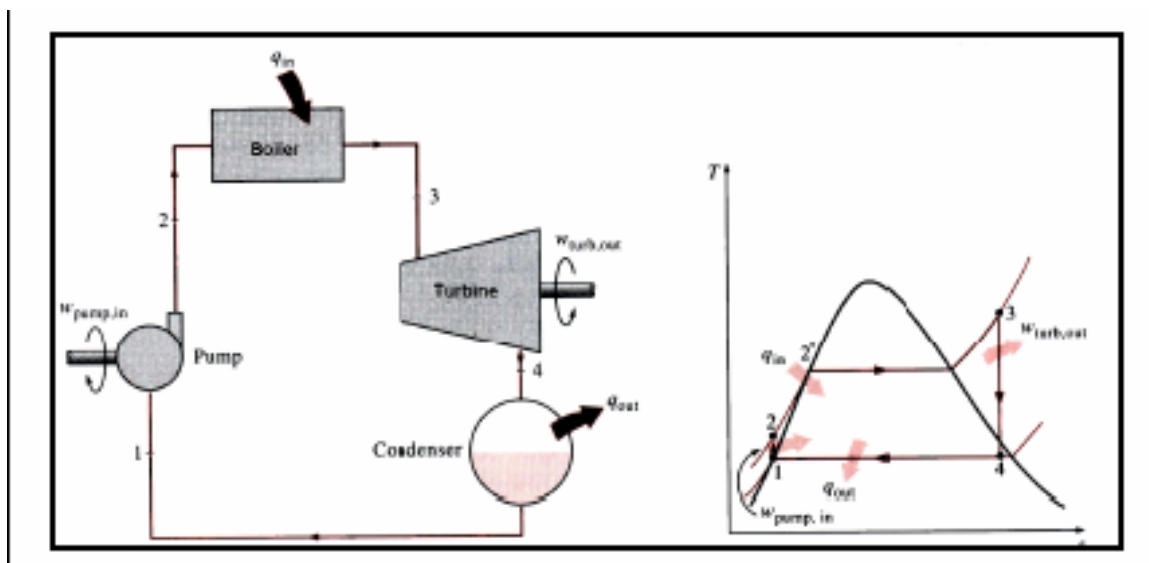


Figura 1

Il calore prodotto per combustione all'interno della caldaia genera vapore all'interno dei banchi tubieri, che costituiscono la caldaia stessa, sia lungo le pareti, che nella parte superiore (convettiva). I reflui del processo di combustione sono fumi (aria) e ceneri (rifiuti). Nei generatori di vapore dotati di desolficatori dei fumi sono prodotti anche gessi (rifiuti).

Il vapore ad alta pressione e temperatura arriva in turbina, come mostrato schematicamente in Figura 2. All'uscita si trova il condensatore, mantenuto a bassa pressione e temperatura. La differenza tra le condizioni energetiche all'ingresso e all'uscita della turbina a vapore determinano la potenza prodotta all'asse e di conseguenza la potenza elettrica del generatore.

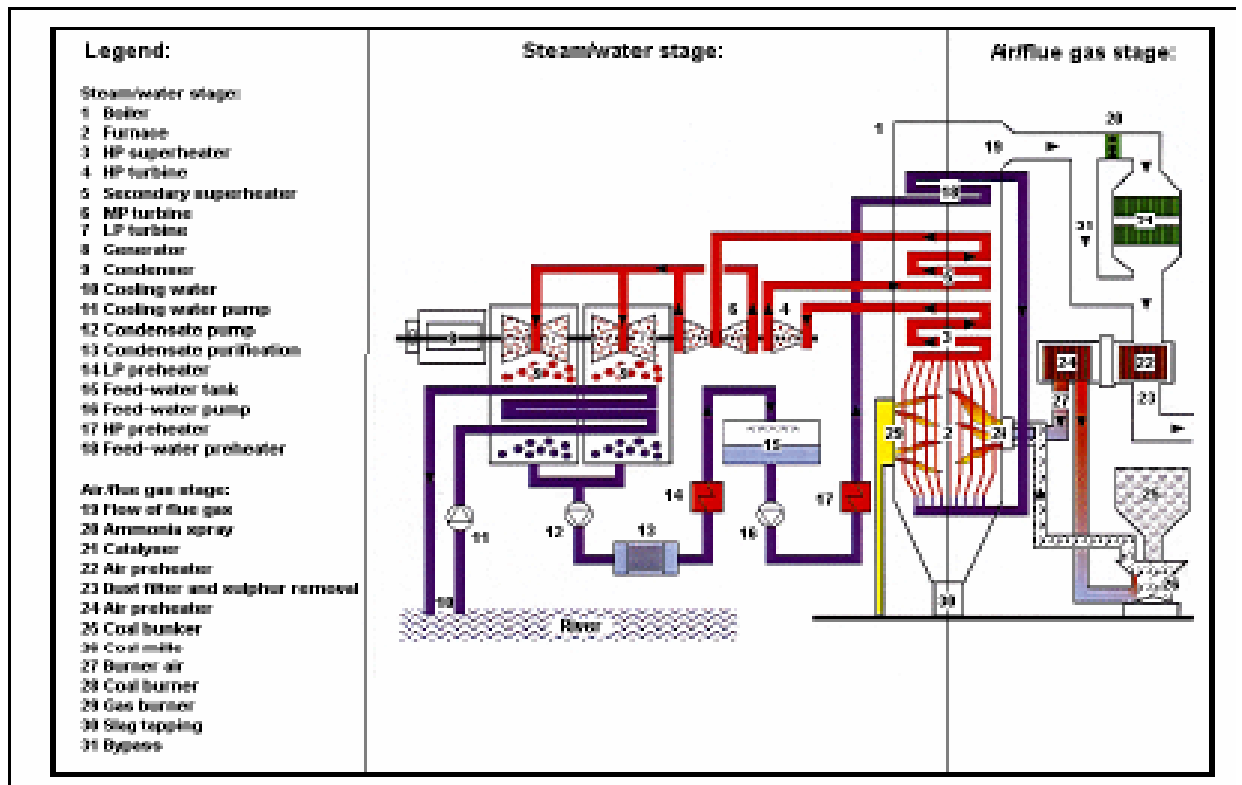


Figura 2

Il rendimento termico teorico dell'unità, dipende dalle condizioni di pressione e temperatura presenti nella caldaia e nel condensatore.

Il vapore a bassa pressione uscente dalla turbina entra nel condensatore ed è condensato dall'acqua di raffreddamento, a bassa temperatura: il condensatore è un componente essenziale nel ciclo d'impianto determinando il minimo livello di pressione del vapore esaurito; il condensato ritorna in caldaia tramite le pompe estrazione condensato e acqua alimento dove ripete il ciclo descritto.

Attraverso il processo di condensazione l'acqua di raffreddamento incrementa la sua temperatura: se il circuito è di tipo aperto l'acqua ritorna all'ambiente da cui è stata prelevata con un incremento termico, altrimenti, con un circuito chiuso, è ricircolata attraverso le torri di raffreddamento dove il calore è ceduto all'aria per evaporazione e/o cessione del calore sensibile. In quest'ultimo caso sono necessari dei reintegri d'acqua, per compensare gli spurghi, periodici o continui, necessari ad evitare l'accumulo di sali.

Caldaia

Nel parco termoelettrico Enel sono normalmente esercite tre tipologie di caldaie: a circolazione naturale, a circolazione assistita e ad attraversamento forzato (once-through o Benson).

In Figura 3 sono illustrate le principali differenze concettuali tra caldaia a circolazione naturale e Benson.

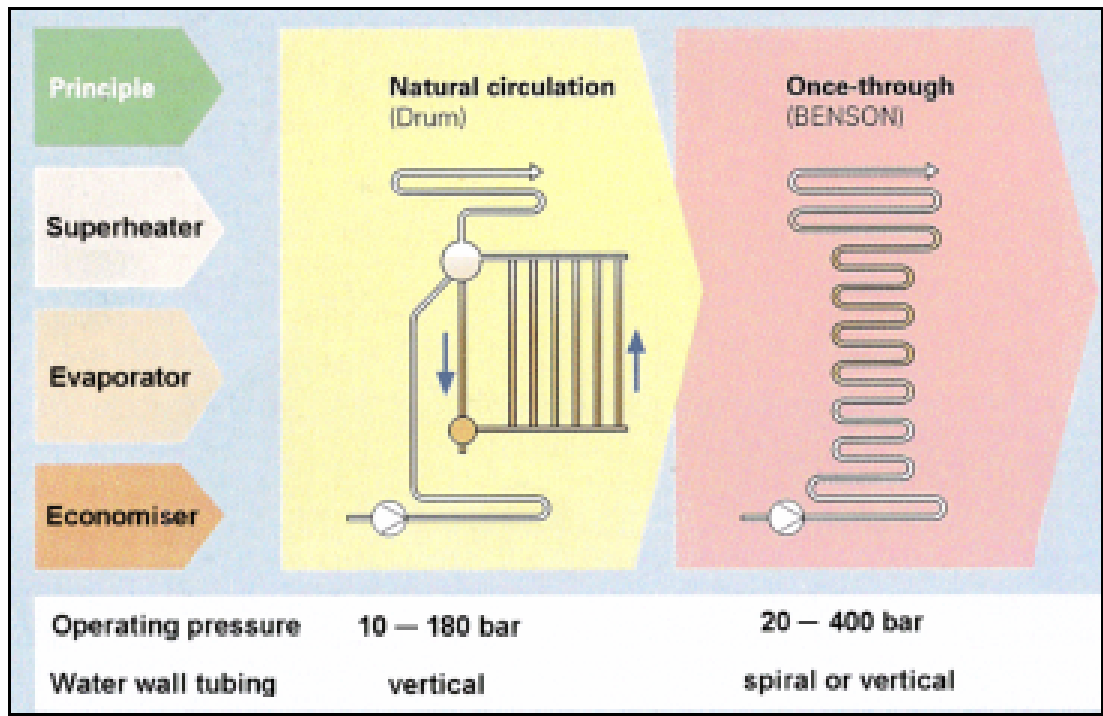


Figura 3

Nelle caldaie a circolazione naturale, la circolazione d'acqua avviene per la diversa densità del vapore e della miscela acqua-vapore nei tubi interni di salita ed esterni di discesa rispettivamente. Tale circolazione è favorita nelle caldaie a circolazione assistita mediante pompe di circolazione. In tabella 3 sono riportate le caratteristiche delle caldaie delle varie sezioni delle centrali di Porto Marghera e Fusina.

Unità	Caldaia	Circolazione caldaia
PM2	Combustion Engineering	Naturale
PM3	Franco Tosi	Naturale
FS1	Franco Tosi	Naturale
FS2	Franco Tosi	Naturale
FS3	Franco Tosi	Assistita
FS4	Franco Tosi	Assistita
FS5	Franco Tosi	Naturale

Tabella 3

Componenti di caldaia

La caldaia è costituita principalmente (Figura 4) da economizzatore, evaporatore (corpo cilindrico), surriscaldatore e risurriscaldatore.

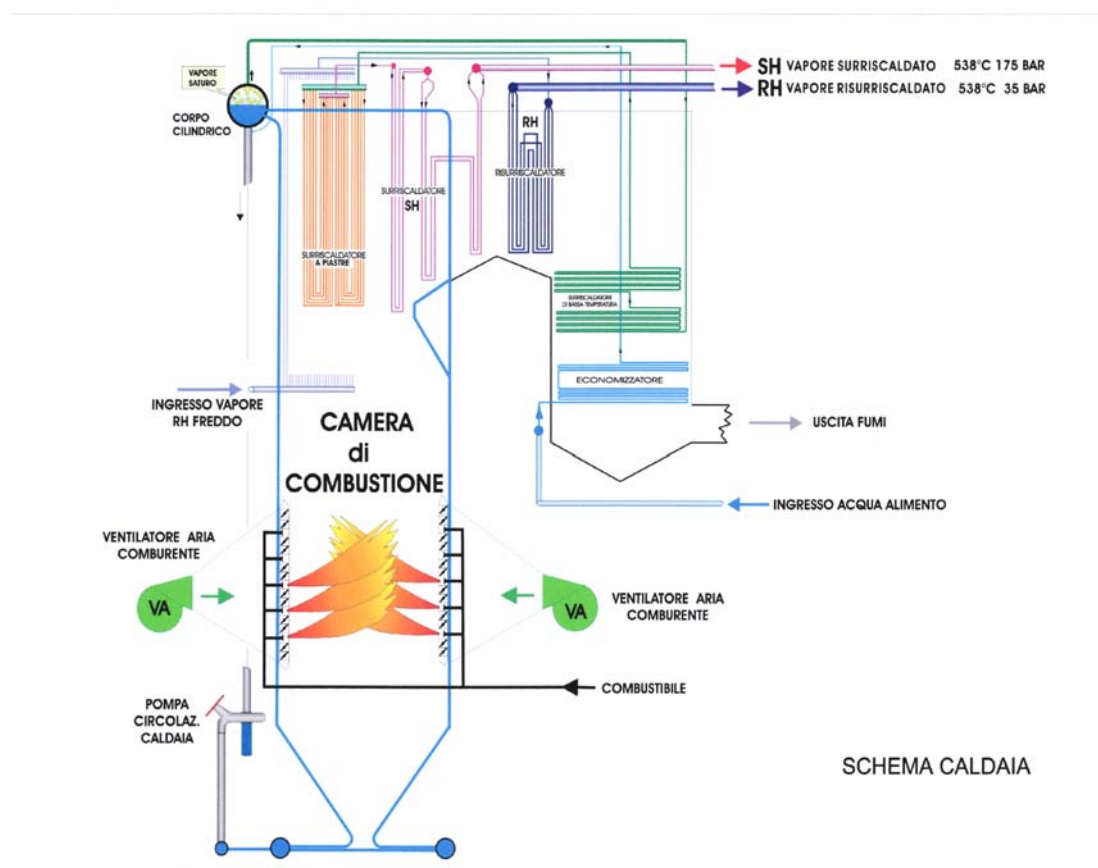


Figura 4

- *Economizzatore*: l'acqua di alimento viene preriscaldata dai fumi ancora caldi, fino a circa 300 °C al di sotto comunque della temperatura di saturazione; questo è il primo scambiatore, in uscita dalla caldaia, che risulta investito dai fumi a più bassa temperatura.
- *Evaporatore*: con la reazione esotermica tra ossigeno e combustibile che avviene nella camera di combustione della caldaia, si ha la cessione di calore all'acqua di circolazione presente all'interno di tubi disposti sulle pareti; il completamento della trasformazione dell'acqua dallo stato liquido a quello vapore avviene nell'evaporatore, raggiungendo la temperatura di saturazione.
- *Surriscaldatore*: questo scambiatore sfrutta i fumi a temperatura più elevata per produrre vapore surriscaldato, cioè ad una temperatura maggiore della temperatura di saturazione a quella pressione; tale alto valore favorisce il salto di pressione attraverso la turbina, senza la condensazione del vapore nel medesimo stadio. Una parte del vapore che attraversa la turbina è estratto per preriscaldare l'acqua alimento.
- *Risurriscaldatore*: il vapore che ha già subito un'espansione parziale in turbina, viene riportato alle condizioni di alta temperatura per poter estrarre ulteriore lavoro utile e

migliorare il rendimento nella successiva espansione negli stadi di media e bassa pressione della turbina.

Turbina a vapore

Nella turbina (Figura 2) l'energia termica del vapore ad alta pressione e temperatura prodotto in caldaia viene convertita in energia meccanica per rotazione della macchina. Poiché l'albero di turbina è collegato rigidamente con il rotore dell'alternatore, l'energia meccanica viene così trasferita e convertita in energia elettrica. Durante l'espansione la temperatura e la pressione del vapore diminuiscono: da qualche centinaio di bar a qualche decina di mbar. A causa dell'elevato salto di pressione l'espansione è articolata in più stadi: Alta Pressione (AP), Media Pressione (MP) e Bassa Pressione (BP) (Figura 5).

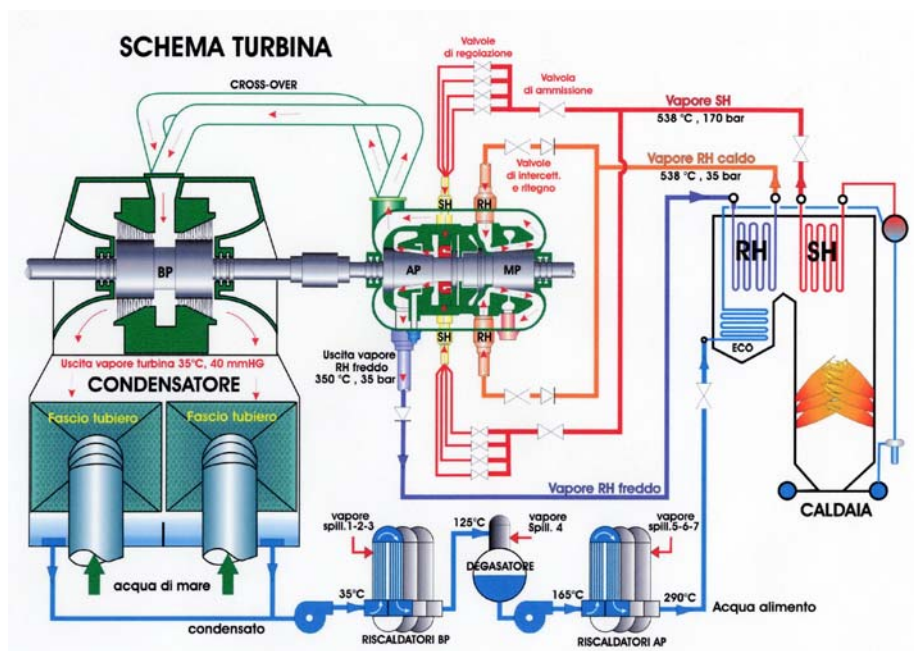


Figura 5

Condensatore

Il vapore all'uscita della turbina, privato del suo contenuto energetico utilizzato meccanicamente, entra direttamente al condensatore dove subisce la trasformazione finale passando da condizioni sature (miscela di acqua e vapore) allo stato liquido. Sistemi efficaci di condensazione, dipendenti dalla temperatura del fluido refrigerante, consentono di ridurre la pressione al di sotto di quella atmosferica (fino a 0.045 bar assoluti). Ciò permette di massimizzare la potenza meccanica estraibile dall'espansione del vapore in turbina.

E' evidente in questo caso la stretta dipendenza tra il rendimento del processo produttivo e gli aspetti ambientali connessi con l'incremento termico della sorgente fredda.

Sistema di raffreddamento

Il calore latente viene trasferito all'acqua di raffreddamento del condensatore, che scorre nel lato tubi e ceduto all'ambiente: alla Laguna di Venezia nel caso di circuito di aperto o alle torri di raffreddamento (e da qui, per evaporazione, all'aria) nel caso di ciclo chiuso.

Alternatore

L'alternatore trasforma l'energia meccanica in energia elettrica (Figura 6). E' costituito da una parte rotante (rotore), nella quale un avvolgimento percorso da corrente continua genera un campo magnetico, e da una parte fissa (statore) nella quale opportuni avvolgimenti sono sede di tensioni indotte, che qualora collegate ad un carico elettrico generano energia elettrica.

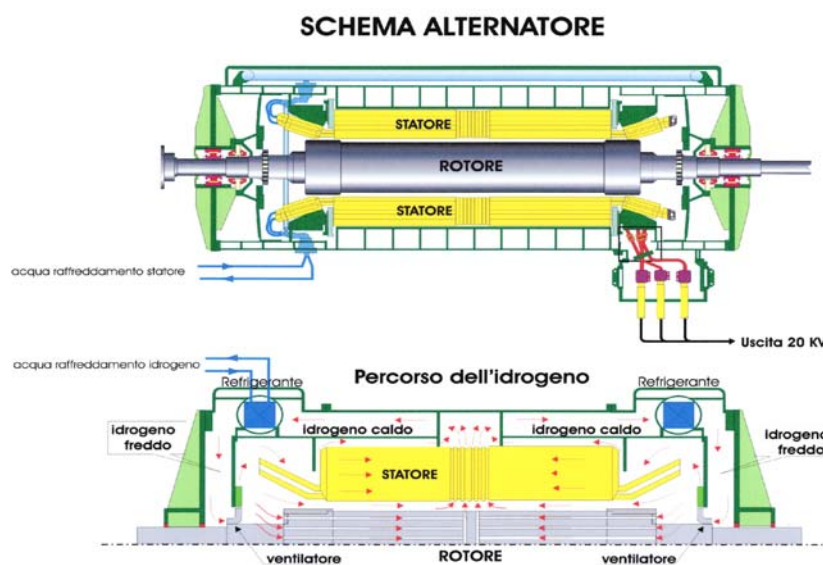


Figura 6

Trasformatore

Il trasformatore consente di variare i parametri dell'energia elettrica, tensione e corrente, elevando la tensione in uscita per consentire il trasporto dell'energia elettrica a grandi distanze dal luogo di produzione con basse perdite.

Rendimento dell'impianto di generazione di energia elettrica

Il rendimento di un processo di generazione basato sulla combustione e condensazione del vapore è definito da norme nazionali ed internazionali, necessarie a stabilire il grado di accettazione dell'impianto nella fase di collaudo.

Per gli impianti di generazione di energia elettrica il rendimento deve intendersi come riferito ad un certo carico elettrico disponibile, nelle condizioni di esercizio normale, cioè quando l'impianto viene esercito giornalmente nelle condizioni richieste. In tal caso il rendimento è calcolato in base ai valori medi misurati e registrati su un certo intervallo di tempo.

Rendimento di Carnot

Il rendimento (o fattore) di Carnot di un processo termico è la misura della qualità della conversione del calore in lavoro e rappresenta il massimo rendimento di conversione ottenibile tra due livelli di temperatura. Questo valore può essere scritto come:

$$\eta = 1 - T_0/T$$

dove T_0 è la temperatura ambiente (in K) e T la temperatura (in K) a cui il calore è disponibile. In Figura 7 è mostrato il confronto tra il rendimento ideale di Carnot con quello raggiunto attraverso la tecnologia di generazione di energia elettrica a carbone con condensazione a vapore, dotata di desolforatore e denitrificatore.

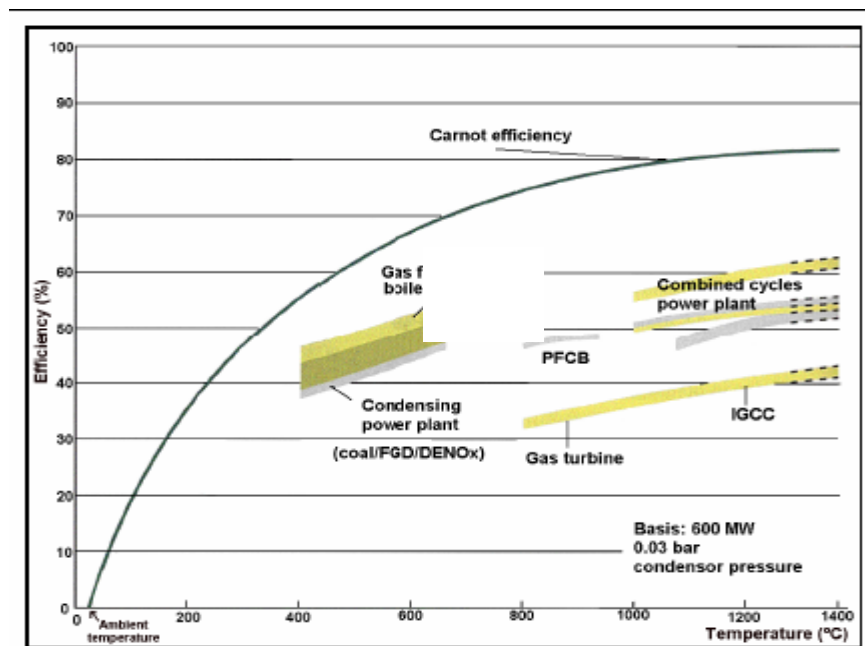


Figura 7

Il rendimento di nessun ciclo reale, operante tra le temperature T_0 e T , può superare tale valore, che si presenta quindi come il limite superiore teorico.

Il ciclo termodinamico utilizzato per la produzione di energia elettrica è definito di Rankine, dove il fluido adottato è l'acqua capace di immagazzinare una notevole energia specifica nella fase di vapore.

Rendimento del ciclo termodinamico

La definizione di rendimento del ciclo termodinamico si riferisce all'effettivo ciclo dell'impianto di generazione ed è definito come il rapporto tra la potenza meccanica prodotta e la potenza termica (calore) trasferita al fluido di processo del ciclo (acqua – vapore).

Il rendimento del ciclo termodinamico di Rankine è migliorato attraverso i sistemi di surriscaldamento, risurriscaldamento e la rigenerazione termica dell'acqua alimento; esso rimane comunque sempre inferiore al fattore di Carnot.

Il processo sopradescritto è rappresentato in Allegato 1, dove sono indicate le caratteristiche dell'acqua - vapore nei vari stadi di turbina, nonché le caratteristiche dei vari spillamenti; l'esempio riportato nell'allegato si riferisce alla sezione 3 al carico di 331 MW.

Rendimento di unità

La definizione di rendimento d'unità fa riferimento al ciclo d'impianto come illustrato in Figura 8.

Fisicamente rappresenta il rapporto tra la potenza elettrica netta prodotta, misurata sui morsetti di alta tensione del trasformatore principale e l'energia fornita con il combustibile.

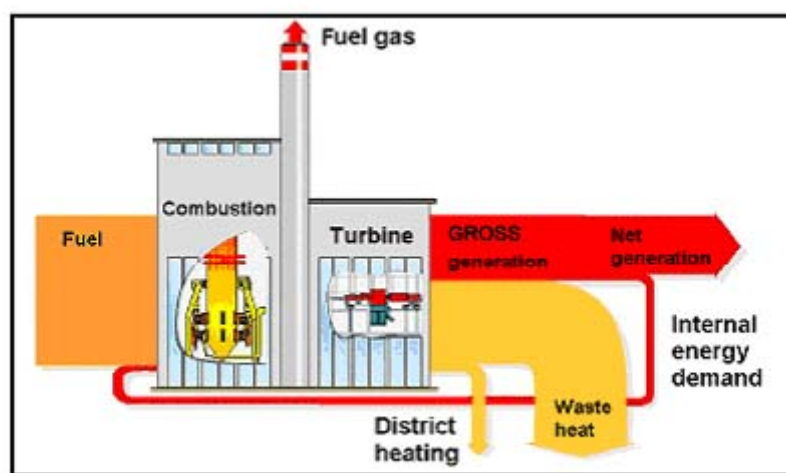


Figura 8

Il rendimento di unità dipende, oltre dal ciclo termodinamico, la cui incidenza è preponderante, anche da tutti i componenti che concorrono alla produzione di energia elettrica: generatori di vapore (caldaia), turbina, alternatore, trasformatore ed ausiliari.

Perdite di rendimento nei generatori di vapore

Durante il processo di trasferimento al fluido vettore (acqua - vapore) dell'energia termica risultante dal processo di combustione una parte di questa viene perduta attraverso i gas di scarico. Le perdite totali dipendono da molteplici parametri quali il tipo di combustibile (contenuto di acqua e ceneri, potere calorifico, ...), il rapporto aria-combustibile, la temperatura di uscita dei gas, le modalità di esercizio del generatore di vapore.

Le perdite di calore dal generatore di vapore possono essere classificate come:

- perdite con i gas di scarico, che dipendono dalla temperatura finale dei gas, rapporto aria combustibile, composizione del combustibile e dal grado di sporcamento dei fasci tuberi. E' opportuno tener presente che la temperatura finale dei fumi non può scendere oltre un determinato valore per eventuali problemi di corrosione alle apparecchiature d'impianto e soprattutto per non ridurre l'effetto di dispersione in aria dei fumi stessi;

- perdite attraverso combustibile non bruciato, la cui energia chimica non è convertita in calore (la combustione incompleta causa presenza di CO nei fumi);
- perdite attraverso materiale incombusto nei residui come ceneri pesanti e leggere;
- perdite per convezione e irraggiamento, che dipendono principalmente dalla qualità dell'isolamento della caldaia.

Oltre a queste, occorre tenere conto anche dei consumi di energia per esercizio delle apparecchiature ausiliarie dell'impianto, come trasporto del combustibile, mulini del carbone, pompe e ventilatori, sistemi di estrazione della cenere, pulizia dei fasci tuberi.

Una imperfetta combustione diminuisce l'efficienza termica della caldaia. Alcuni parametri che influenzano più di altri la vita dell'impianto e sono monitorati per mantenere l'efficienza al massimo livello, sono:

- composizione del combustibile;
- granulometria del carbone macinato (mediamente la finezza del polverino di carbone è superiore al 80 %, con riferimento a un setaccio di 200 mesh – pari a circa 75 μm);
- composizione dei fumi;
- portata dell'aria comburente e dei fumi;
- perdite d'aria nella caldaia;
- sporcamento della caldaia;
- temperatura dell'aria e dei fumi;
- distribuzione di temperatura all'interno della caldaia;
- riduzione del tiraggio;
- profilo della fiamma;
- quantità di incombusti prodotti.

Tematiche per il miglioramento del rendimento nei grossi impianti di combustione

➤ *Combustione*

Il combustibile è miscelato in aria e bruciato nella caldaia. Non è possibile ottenere e mantenere un mix ideale d'aria e combustibile, perciò si rende normalmente necessaria una maggiore quantità di aria rispetto a quella stechiometrica; inoltre una parte del combustibile non brucia completamente. La temperatura dei fumi in uscita deve essere mantenuta abbastanza alta per prevenire la condensazione delle sostanze acide lungo le superfici scaldanti.

➤ *Incombusti nella cenere*

L'ottimizzazione della combustione porta a minori quantità di incombusti nelle ceneri. Occorre notare che le tecnologie di abbattimento degli NOX attraverso la combustione può tuttavia portare ad un incremento degli incombusti. Ciò potrebbe peggiorare la qualità delle ceneri leggere

e rendere difficile la loro utilizzazione in applicazioni civili, dove occorre il rispetto di requisiti standard nazionali ed europei.

➤ *Eccesso d'aria*

La quantità dell'aria in eccesso dipende dal tipo di caldaia e dalla natura del combustibile, tipicamente è richiesta un eccesso del 15-20% per caldaie alimentate a polverino di carbone. Per ragioni di qualità della combustione, relativa alla formazione di CO e di incombusti, e per ragioni di corrosione e sicurezza della caldaia, non è possibile ridurre l'eccesso d'aria oltre a determinati livelli.

➤ *Vapore*

I parametri più importanti per incrementare il rendimento dell'impianto sono la pressione e la temperatura del vapore. Nei moderni impianti di generazione, il vapore già parzialmente espanso in turbina ad alta pressione, viene ulteriormente riscaldato negli stadi di risurriscaldamento. Tali parametri termodinamici (pressione e temperatura) definiscono le caratteristiche di progetto dell'impianto e la loro variazione deve essere contenuta all'interno di intervalli piuttosto ridotti.

➤ *Temperatura fumi*

La temperatura dei fumi uscenti dalla caldaia varia tradizionalmente tra 100° e 150°C e dipende essenzialmente dal tipo di impianto utilizzato.

➤ *Vuoto al condensatore*

Dopo aver completato l'espansione nel corpo di bassa pressione della turbina, il vapore è condensato nel condensatore cedendo il calore residuo al sistema di raffreddamento: allo scopo di garantire il massimo salto di pressione alla turbina, è conveniente aumentare il vuoto ai valori più spinti. In generale il grado di vuoto è subordinato alla temperatura dell'acqua di raffreddamento.

➤ *Esercizio a temperatura e pressione nominali ingresso turbina*

Il rendimento dell'unità migliora, in generale, aumentando sia la pressione che la temperatura ingresso della turbina.

Una volta stabiliti detti parametri per una determinata potenza di una sezione termoelettrica, lo scostamento della temperatura e pressione dalle condizioni nominali determina una riduzione del rendimento del ciclo termodinamico.

➤ *Preriscaldamento del condensato e dell'acqua alimento*

Il condensato uscente dal condensatore e l'acqua di alimento alla caldaia sono riscaldati a valori di temperatura di poco inferiori alla temperatura di saturazione del vapore estratto. L'energia

termica proveniente dal processo di condensazione così rimane nel sistema, riducendo la quantità di calore da rimuovere al condensatore, migliorando il rendimento.

1.2. Dati tecnici fondamentali delle due centrali

I dati tecnici fondamentali di ciascuno dei gruppi attualmente funzionanti nelle Centrali di Porto Marghera e Fusina sono riportati rispettivamente in Tabella 4 e Tabella 5.

1.2.1. Centrale di Porto Marghera

Caratteristiche dei gruppi

Potenza lorda di gruppo	70 MW
Consumo specifico netto a carbone	2.800 kcal/kWh

Generatore di vapore

N° caldaie per gruppo	2
Pressione del vapore surriscaldato	60 ata
Temperatura del vapore surriscaldato	482 °C
Pressione del vapore risurriscaldato*	/
Temperatura del vapore risurriscaldato*	/
Produzione di vapore per caldaia	145 t/h
Camera di combustione	in depressione
Consumo di carbone per caldaia	16 t/h
Altezza camino (4 canne metalliche)	100 m

* componente non presente nelle caldaie di Porto Marghera

Turbina

Tipo	azione/reazione, 2 cilindri ad asse unico
Potenza max continua	70 MW
N° spillamenti	5
Pressione nominale allo scarico	0.050 ata

Alternatore

Potenza nominale	78 MVA
Tensione nominale	13.800 V
Corrente nominale	3.270 A
Frequenza	50 Hz
N° fasi	3
Velocità	3.000 giri/min
Raffreddamento	idrogeno

Trasformatori principali

Numero e tipo	3 monofase
Potenza nominale	27 MVA
Rapporto di trasformazione	13,8 kV / 130 kV

Tabella 4

1.2.2. Centrale di Fusina

Caratteristiche dei gruppi

	Sezioni 1 e 2	Sezioni 3 e 4	Sezione 5
Potenza lorda di gruppo	165/171 MW	320 MW	165 MW
Consumo specifico netto a carbone	2320 kcal/kWh	2440 kcal/kWh	/
Consumo specifico netto a olio combustibile denso	2270 kcal/kWh	2350 kcal/kWh	/
Consumo specifico netto a metano	2230 kcal/kWh	2220 kcal/kWh	f.s.

Generatore di vapore

	Sezioni 1 e 2	Sezioni 3 e 4	Sezione 5*
Pressione del vapore surriscaldato	146 ata	178 ata	146 ata
Temperatura del vapore surriscaldato	540 °C	540 °C	540 °C
Pressione del vapore risurriscaldato	40 ata	35 ata	40 ata
Temperatura del vapore risurriscaldato	540 °C	540 °C	540 °C
Produzione di vapore per caldaia	500 / 509 t/h	1056 t/h	540 t/h
Camera di combustione	In depressione	In depressione	In pressione
Consumo di carbone per caldaia	55 t/h	110 t/h	/
Consumo di olio combustibile per caldaia	19 t/h	34 t/h	/
Consumo di metano per caldaia	46 (kSm ³ /h)	84 (kSm ³ /h)	46 (kSm ³ /h)
Altezza camino	65 / 90 m	150 m - unico	65 m

** La sezione 5 può funzionare solo a metano*

Turbina

	Sezioni 1 e 2	Sezioni 3 e 4	Sezione 5*
Tipo	azione/reazione, 2 cilindri ad asse unico	azione/reazione, 2 cilindri ad asse unico	azione/reazione, 2 cilindri ad asse unico
Potenza max continua	165 / 171 MW	320 MW	165 MW
N° spillamenti	7	7	7
Pressione nominale allo scarico	0,045 ata	0,045 ata	0,045 ata

Alternatore

	Sezioni 1 e 2	Sezioni 3 e 4	Sezione 5*
Potenza nominale	175 / 190 MW	370 MW	175 MW
Tensione nominale	15 kV	20 kV	15 kV
Corrente nominale	6735 / 7300 A	10690	6735
Frequenza	50 Hz	50 Hz	50 Hz
N° fasi	3	3	3
Velocità	3.000 giri/min	3.000 giri/min	3.000 giri/min
Raffreddamento	idrogeno	acqua/idrogeno	idrogeno

Trasformatori principali

	Sezioni 1 e 2	Sezioni 3 e 4	Sezione 5*
Numero e tipo	2	2	1
Potenza nominale	190 MVA	370 MVA	205 MVA
Rapporto di trasformazione	15/240 kV/kV	20/400 kV/kV	15/133 kV/kV

Tabella 5

2. Tecniche per ridurre le emissioni di SO₂, NO_x e polveri

Le centrali di Porto Marghera e Fusina sono dotate dei seguenti sistemi di riduzione delle emissioni in atmosfera.

Centrale di Porto Marghera

- Utilizzo di carbone a basso zolfo
- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA
- Precipitatori elettrostatici

Centrale di Fusina

Sezioni 1 e 2

- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA
- Filtri a manica
- Desolforazione (a umido calcare-gesso)
- Reattore Catalitico per riduzione NO_x (SCR)

Sezioni 3 e 4

- Camera di combustione in depressione con tecnologie OFA e bruciatori low NO_x
- Precipitatori elettrostatici

- Desolforazione (a umido calcare-gesso)
- Reattore Catalitico per riduzione NOx (SCR)

2.1. Tecniche per ridurre le emissioni di SO2

Le emissioni di ossidi di zolfo derivano dall'ossidazione dello zolfo presente nel combustibile.

Esistono diverse tecniche per la riduzione delle emissioni di SO2 che possono essere suddivise in:

- misure primarie: interventi per ridurre le emissioni all'origine;
- misure secondarie: interventi messi in atto alla fine del processo di combustione, come ad esempio impianti di desolforazione

Nel presente paragrafo sono brevemente descritte le tecniche che sono applicate presso le due centrali di Porto Marghera e Fusina.

Utilizzo di un combustibile a basso contenuto di zolfo

L'utilizzo di un combustibile a basso contenuto di zolfo può ridurre le emissioni di SO2 in maniera significativa.

La possibilità di attuare questa misura dipende dalla disponibilità del combustibile e dal tipo di impianto di combustione.

La scelta operata presso la centrale di Porto Marghera è altresì legata alla disponibilità delle aree. Saranno utilizzati tipologie di carboni avente le caratteristiche simili al carbone ("Adaro") riportate in Tabella 6.

PCS	Kcal/kg.	5404
PCI	Kcal/kg.	5062
Umidità	%	23,44
Ceneri	%	0,88
Volatili	%	38,9
Zolfo	%	0,09
Idrogeno	%	4,3
Carbonio	%	57,4
Azoto	%	0,77

Tabella 6

Le caratteristiche del carbone indicato in tabella differiscono da quello normalmente utilizzato nelle centrali Enel: esso è caratterizzato principalmente da un basso tenore di zolfo e da un'alta frazione di volatili.

La combustione di questo tipo di carbone consente alla centrale di Porto Marghera di rispettare il valore limite delle emissioni di SO₂ alla ciminiera riportato nella scheda PM_A7_Limiti alle emissioni.

Altresì questo sistema contribuisce al rispetto del valore massico di SO₂ stabilito dal DM 19.01.99 per l'intero polo di Fusina – Venezia e dal Protocollo siglato con gli Enti Locali in data 22.06.06 (vedi FS o PM_A6_Autorizzazioni : Protocollo d'intesa).

Desolforazione ad umido (processo calcare – gesso)

La desolforazione ad umido (Wet FGD - Wet Flue Gas Desulphurisation), in particolare il processo calcare gesso, è la tecnologia maggiormente diffusa a livello mondiale; questo è dovuto alla elevata efficienza di abbattimento della SO₂ e alla elevata affidabilità ormai raggiunta.

La Figura 9 mostra lo schema di processo del desolforatore calcare / gesso a umido realizzato presso la centrale termoelettrica di Fusina.

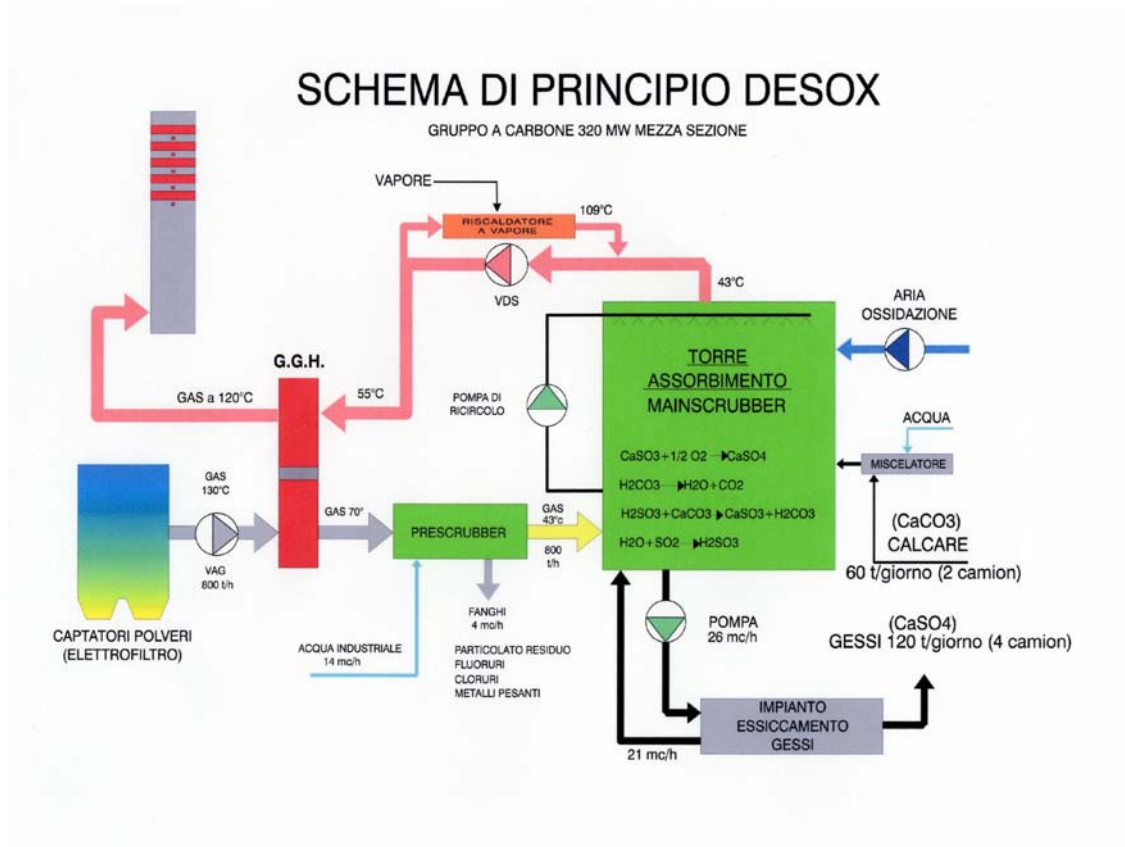


Figura 9

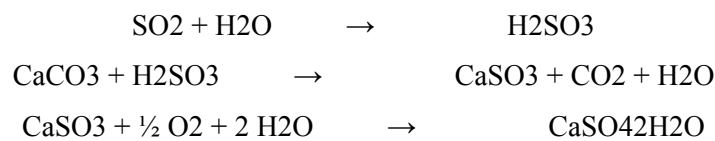
Il reagente utilizzato è il calcare o la “marmettola”, mentre il sottoprodotto è il gesso.

Il calcare è ricevuto in polvere e stoccato in due silos della capacità di 3000 m³ ciascuno, mentre il gesso è stoccato in due silos della capacità di 6500 m³ ciascuno, nei quali il prodotto arriva dalle aree di filtrazione con un sistema di nastri; allo stesso modo, con un altro sistema di nastri, il gesso dai silos viene inviato in un'area allestita per il conferimento a ditte terze per riutilizzo, tramite trasporto su strada o ferrovia.

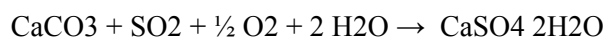
I fumi dopo aver attraversato il sistema di abbattimento delle polveri (elettrofiltro o filtro a maniche) passano attraverso uno scambiatore di calore ed entrano nell'assorbitore, in cui la SO₂ è rimossa tramite il contatto diretto con una sospensione di calcare finemente macinato che viene spruzzata nei fumi da appositi ugelli. La sospensione di calcare è alimentata in continuo all'assorbitore.

Il gas desolfurato passa attraverso i demisters (sistemi per l'abbattimento delle gocce trascinate) ed è inviato al camino. I prodotti di reazione sono estratti dall'assorbitore ed inviati alla disidratazione tramite idrocycloni seguiti da un ulteriore trattamento mediante filtri a nastro sottovuoto e da lavaggio con acqua per eliminare i sali solubili.

Le reazioni di desolforazione sono le seguenti.



Reazione totale



Il solfito di calcio prodotto nell'assorbitore viene ossidato a solfato di calcio bi-idrato (gesso) tramite aria immessa nel fondo dell'assorbitore da apposite soffianti.

Il prodotto finale del processo è costituito da gesso (solfato di calcio bi-idrato), di qualità commerciale, che è utilizzato come gesso per intonaci, per pannelli e come additivo per il cemento in sostituzione del gesso naturale.

La configurazione degli assorbitori dei più moderni impianti di desolforazione del tipo calcare-gesso, normalmente utilizzati, può essere classificata in due tipi diversi:

- a) Processo con prescrubber: questa configurazione è utilizzata presso le sezioni 3 e 4 di Fusina;
- b) Processo senza prescrubber: questa configurazione è utilizzata presso le sezioni 1 e 2 di Fusina, allineata agli attuali standard mondiali.

La temperatura dei fumi viene ridotta a circa 40 – 80°C per favorire la reazione di desolforazione (ottimale a 60 °C) passando attraverso gli impianti di desolforazione a umido; pertanto normalmente i fumi desolforati vengono riscaldati tramite uno scambiatore di calore gas/gas rigenerativo detto GGH (Gas Gas Heater) prima di essere immessi in atmosfera.

I reflui liquidi del processo di desolforazione sono normalmente trattati in un apposito impianto di trattamento delle acque.

L'efficienza di abbattimento della SO₂ dei processi a umido del tipo calcare/gesso è normalmente intorno al 99%.

L'utilizzo di questi interventi di riduzione delle emissioni di SO₂ nelle sezioni 1÷4 consente alla centrale di Fusina di rispettare il valore limite delle emissioni di SO₂ alla ciminiera riportato nella

scheda FS_A7_Limiti alle emissioni, in particolare per le sezioni 3 e 4 in entrambi gli assetti di funzionamento: solo carbone e co – combustione carbone / CDR.

Altresì questo sistema contribuisce al rispetto del valore massico di SO₂ stabilito dal DM 19.01.99 per l'intero polo di Fusina – Venezia e dal Protocollo siglato con gli Enti Locali in data 22.06.06 (vedi FS o PM_A6_Autorizzazioni : Protocollo d'intesa).

2.2. Tecniche per ridurre le emissioni di NO_x

Gli ossidi di azoto (NO_x) che si formano durante la combustione dei combustibili fossili sono principalmente NO, NO₂ e N₂O; NO contribuisce per oltre il 90% al totale degli NO_x in molti tipi di sistemi di combustione.

Ci sono diversi meccanismi di formazione degli NO_x; i principali sono:

- termico (ossidazione dell'azoto dell'aria);
- dall'ossidazione dell'azoto presente nel combustibile.

Esistono diverse tecniche per la riduzione delle emissioni di NO_x che possono essere suddivise in:

- misure primarie: interventi per la riduzione degli ossidi di azoto direttamente in caldaia, connesse direttamente con la combustione;
- misure secondarie: interventi messi in atto alla fine del processo di combustione, come ad esempio impianti di denitrificazione.

Nel presente paragrafo sono brevemente descritte le tecniche che sono applicate presso le due centrali di Porto Marghera e Fusina.

Misure primarie per ridurre le emissioni di NO_x

Quando si utilizzano le misure primarie è importante evitare effetti negativi sull'esercizio della caldaia e sulla formazione di altri inquinanti. Pertanto per l'esercizio a basso NO_x vengono altresì presi in considerazione i seguenti criteri:

- sicurezza di esercizio (ad es. la stabilità di fiamma ai vari carichi);
- affidabilità dell'esercizio (ad es. per evitare corrosione, erosione, fouling, slagging, surriscaldamento dei tubi etc);
- combustione completa per ridurre il contenuto di incombusti nelle ceneri poiché un contenuto inferiore al 7% è la condizione usuale per la vendita delle stesse ai cementifici e per ridurre le emissioni di monossido di carbonio (CO);
- riduzione al minimo delle emissioni di inquinanti, in particolare evitando la formazione di altri inquinanti, ad es. particolato o N₂O;
- minimo impatto sui sistemi di depurazione dei fumi.

Air staging

La riduzione delle emissioni di NO_x tramite l'air staging si basa sulla creazione di due distinte zone di combustione, una primaria con ossigeno insufficiente ed una secondaria con eccesso di ossigeno per garantire il completamento della combustione.

L'air staging riduce la quantità di ossigeno disponibile nella zona di combustione primaria. Le condizioni sottostechiometriche nella zona primaria riducono la conversione dell'azoto del combustibile a NOx e altresì la formazione degli NOx termici, derivanti dall'ossidazione dell'azoto presente nell'aria, si riduce in parte per l'abbassamento dei picchi di temperatura.

Il quantitativo dell'aria necessario alla completa combustione è iniettato sopra la zona di combustione (nella zona di combustione secondaria); la combustione ha luogo con un maggior volume di fiamma.

Nel caso dell'Over Fire Air (OFA), con aria di post combustione iniettata sopra i bruciatori, sono installati ugelli per l'immissione dell'aria al di sopra dei bruciatori esistenti. Una parte dell'aria di combustione è iniettata tramite questi ugelli (detti ugelli OFA) che sono collocati sopra la fila superiore di bruciatori. I bruciatori operano con basso eccesso d'aria (o addirittura in sottostechiometria), il che inibisce la formazione degli NOx; mentre l'aria iniettata dagli ugelli OFA garantisce il completamento della combustione. L'applicazione della tecnica in oggetto alle caldaie esistenti di Fusina e Porto Marghera ha comportato la modifica delle parti in pressione delle stesse per l'installazione degli ugelli OFA e l'installazione di condotti, serrande e di apposite casse d'aria.

Questa tecnica, utilizzata in tutte le sezioni delle centrali di Porto Marghera e Fusina, è stata utilizzata insieme con altre misure primarie, come i bruciatori basso NOx, nelle sezioni 3 e 4 di Fusina.

Bruciatori a basso NOx

I dettagli realizzativi dei bruciatori basso NOx possono cambiare considerevolmente da costruttore a costruttore; di seguito è descritto solo il principio generale di funzionamento.

Nei bruciatori classici il combustibile e l'aria di combustione sono iniettati nello stesso punto. La fiamma che ne risulta è composta da una zona primaria ad alta temperatura ed in condizioni ossidanti che si trova alla radice della fiamma e da una zona più fredda che si trova all'estremità della fiamma.

La zona primaria produce la maggior parte degli NOx, che aumentano esponenzialmente con la temperatura, mentre il contributo della zona secondaria è piuttosto modesto.

I bruciatori a basso NOx introducono l'aria ed il combustibile in modo diverso, in modo da ritardare la miscelazione, ridurre la disponibilità dell'ossigeno e ridurre il picco di temperatura nella fiamma; rallentano la conversione dell'azoto presente nel combustibile a NOx e la formazione degli NOx termici, mantenendo comunque una alta efficienza di combustione.

Misure secondarie per ridurre le emissioni di NOx

Le tecniche secondarie mirano a ridurre gli NOx già formati in caldaia. Possono essere utilizzate indipendentemente o in associazione con le tecniche primarie, quali OFA o bruciatori basso NOx.

Gran parte delle tecniche secondarie si basano sull'iniezione di ammoniaca, urea o altri composti che reagiscono con gli NOx portando alla formazione di azoto molecolare.

Le tecniche secondarie si dividono in:

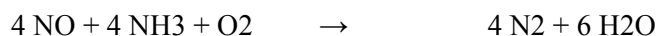
- riduzione catalitica selettiva (SCR), utilizzata nelle sezioni 1÷4 della centrale di Fusina;
- riduzione catalitica non selettiva (SNCR).

Riduzione catalitica selettiva (SCR)

La riduzione catalitica selettiva (SCR) è un processo largamente applicato per ridurre le emissioni per l'abbattimento degli NOx nei fumi prodotti dai grandi impianti di combustione in Europa ed in altri paesi in tutto il mondo, inclusi Giappone e Stati Uniti.

Il processo di riduzione catalitica selettiva che si basa sulla riduzione selettiva degli ossidi di azoto (NOx) mediante ammoniaca in presenza di un catalizzatore; il reagente è iniettato a monte del catalizzatore. La riduzione degli NOx ha luogo sulla superficie del catalizzatore a temperature che generalmente sono comprese tra 320 e 420 °C per mezzo di una delle seguenti reazioni:

➤ con ammoniaca come agente riducente:



L'ammoniaca utilizzata come agente riducente è stoccata in soluzione acquosa, dopodichè viene strippata in continuo con vapore ausiliario e iniettata allo stato gassoso nel miscelatore.

Nel miscelatore l'ammoniaca è miscelata con aria calda e successivamente viene iniettata nei fumi tramite un sistema di ugelli per ottenere una distribuzione omogenea con i fumi.

I catalizzatori utilizzati a Fusina sono composti da ossidi di metalli pesanti, che consistono di TiO₂ come materiale base insieme ai componenti attivi (quelli che determinano l'attività catalitica) vanadio, tungsteno, molibdeno, rame e cromo.

Il funzionamento del catalizzatore avviene in un intervallo di temperatura tra i di 300 – 450 °C.

I singoli elementi di catalizzatore sono assemblati insieme in un modulo di catalizzatore, che insieme ad altri forma lo strato di catalizzatore del reattore SCR (Figura 10).

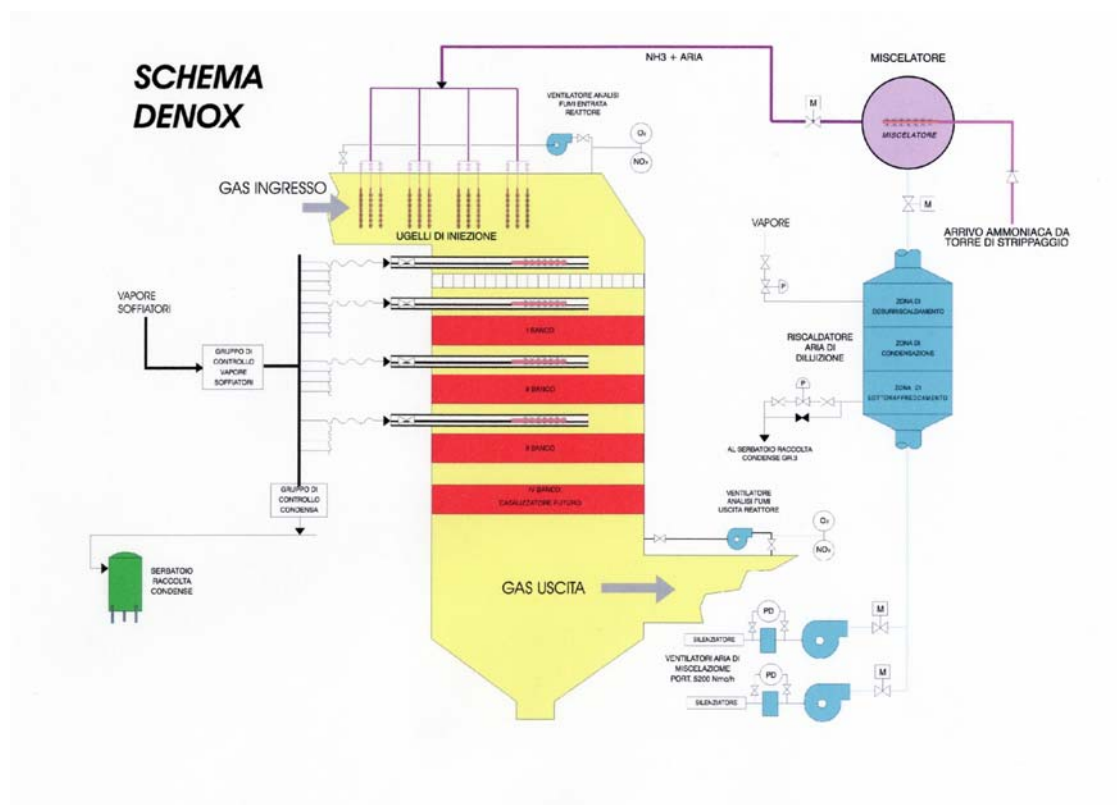


Figura 10

Le possibili configurazioni di inserimento del catalizzatore nel circuito fumi sono: high-dust, low-dust e tail-end (tail-gas).

La configurazione **high-dust** (Figura 11) è quella utilizzata nelle sezioni 1÷4 di Fusina.

L'efficienza di abbattimento degli NOx dei processi di riduzione catalitica selettiva (SCR) è normalmente intorno al 80 %.

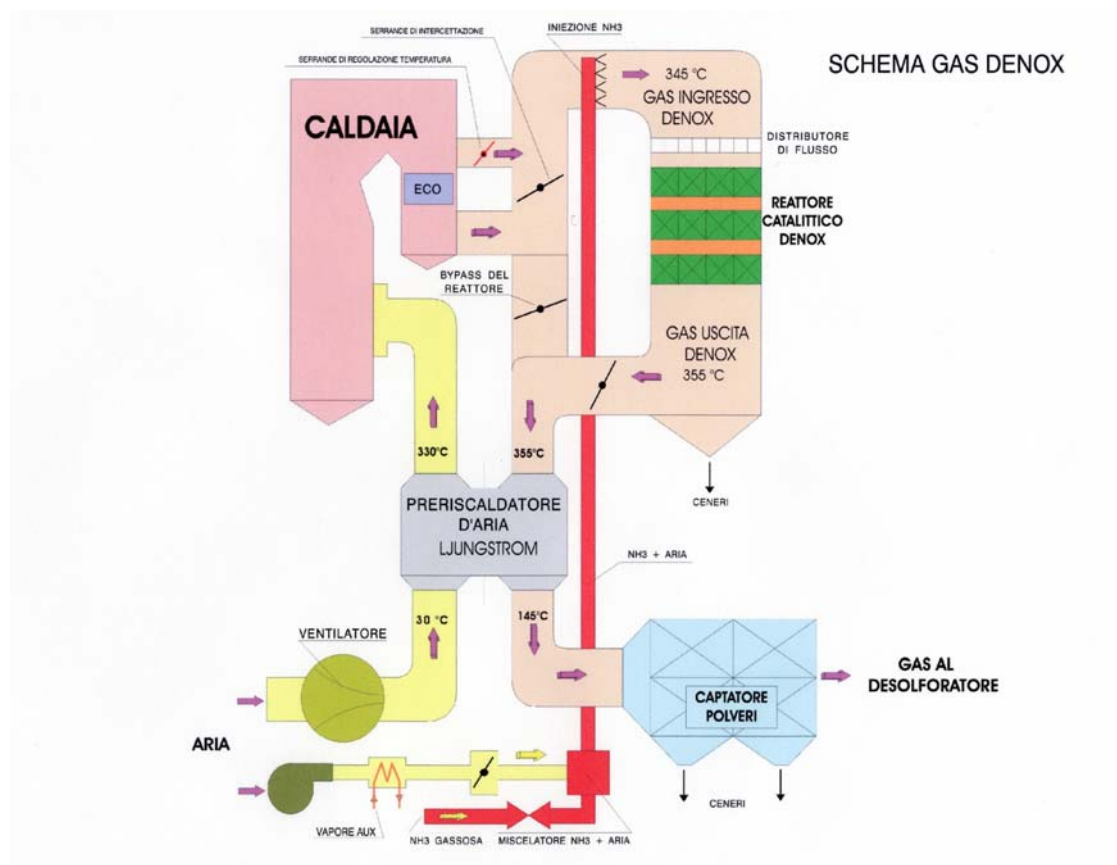


Figura 11

L'utilizzo di questi interventi di riduzione delle emissioni di NOx nelle sezioni 1÷4 della centrale di Fusina e 2 e 3 della centrale di Porto Marghera consente di rispettare il valore limite delle emissioni di NOx alla ciminiera riportato rispettivamente nella schede FS_A7_Limiti alle emissioni e PM_A7_Limiti alle emissioni, ed in particolare per le sezioni 3 e 4 in entrambi gli assetti di funzionamento: solo carbone e co – combustione carbone / CDR.

Altresì questi sistemi contribuiscono al rispetto del valore massico di NOx stabilito dal DM 19.01.99 per l'intero polo di Fusina – Venezia e dal Protocollo siglato con gli Enti Locali in data 22.06.06 (vedi FS o PM_A6_Autorizzazioni : Protocollo d'intesa).

2.3. Tecniche per la riduzione delle polveri

In prima approssimazione la parte di materiale inorganico presente nei combustibili fossili si trasforma in ceneri nel corso del processo di combustione all'interno della caldaia e viene veicolato verso l'esterno attraverso i fumi della combustione.

La quantità e la tipologia delle polveri così prodotte dipende sia dalle caratteristiche del combustibile sia dal tipo di combustione.

Le prestazioni degli impianti di abbattimento delle polveri sono a loro volta influenzati dalle caratteristiche chimico – fisiche delle polveri, quali ad esempio dalla resistività o dalle caratteristiche di adesività delle particelle.

Le tecniche di abbattimento più comunemente impiegate sono i precipitatori elettrostatici (PE), noti anche come elettrofiltri, e i filtri a manica.

Nel presente paragrafo sono brevemente descritte le tecniche che sono applicate presso le due centrali di Porto Marghera e Fusina.

Precipitatori elettrostatici

I PE sono utilizzati in maniera diffusa nei grandi impianti di combustione e sono in grado di fornire buone prestazioni su ampi range di funzionamento, in termini di temperature, pressioni, caratteristiche del particolato.

Un PE (Figura 12) è costituito da un contenitore all'interno del quale sono sospesi fasci di piastre che costituiscono le aree di passaggio dei fumi; tali piastre sono collegate elettricamente a terra.

All'interno di tali passaggi, posti frontalmente alle piastre, sono sospesi degli elettrodi filiformi che sono messi in tensione rispetto le piastre.

Il campo elettrico che si genera tra fili e piastre è sufficiente a ionizzare le molecole di gas presenti che a loro volta aderiscono alle particelle di polvere caricandole elettricamente. Una particella di polvere carica si trova così sottoposta all'azione del campo elettrico presente tra fili e piastre venendo così attratta sulla piastra dove va a deporsi.

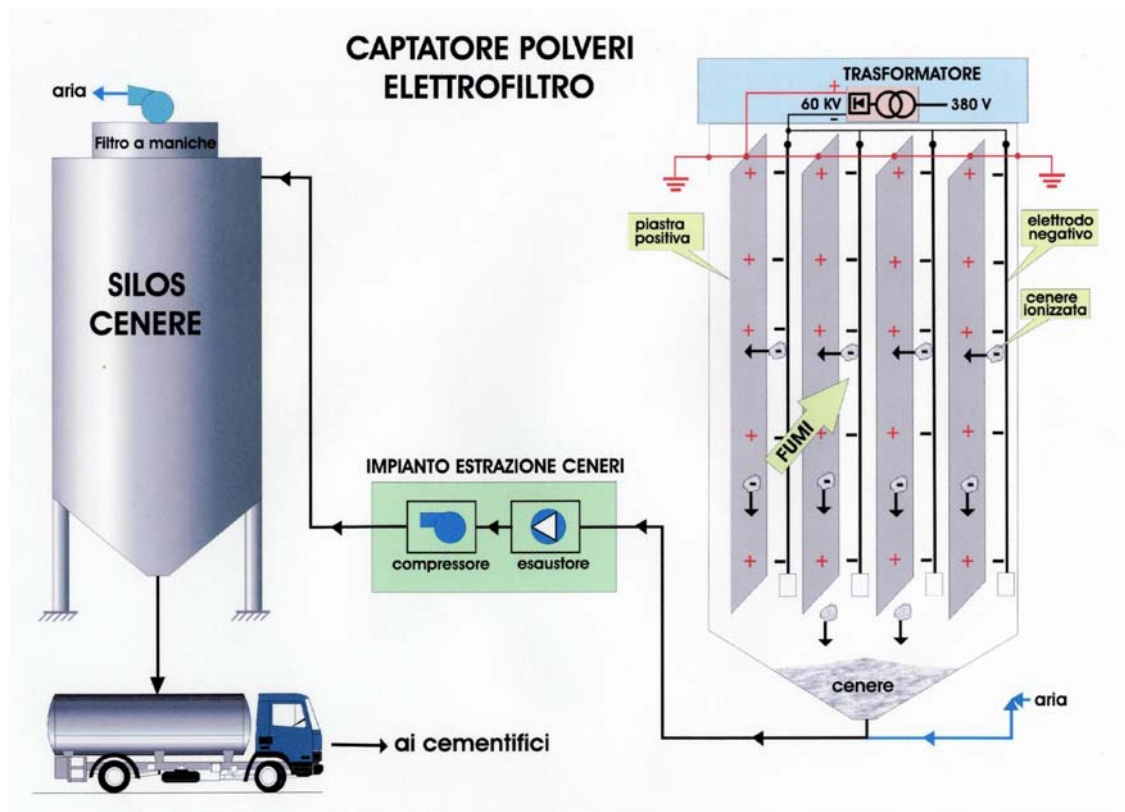


Figura 12

Periodicamente le piastre vengono pulite attraverso scuotimenti provocati da sistemi meccanici opportunamente programmati su base temporale. La polvere si raccoglie nelle tramogge presenti sotto le piastre da dove viene successivamente evacuata tramite opportuni sistemi pneumatici e/o meccanici.

Da un punto di vista costruttivo i PE vengono suddivisi in “campi” che sono posti in serie e parallelo. Ciò consente una maggior flessibilità di esercizio dell’impianto.

Per riassumere il processo di abbattimento delle polveri si articola su quattro fasi successive:

- applicazione di un campo elettrico al flusso dei fumi;
- carica elettrica delle particelle di polvere;
- addensamento delle particelle sulle piastre;
- pulizia delle piastre.

Al fine di massimizzare le prestazioni, il campo elettrico viene applicato tramite sistemi di controllo che regolano la tensione tra gli elettrodi al massimo valore possibile prima del verificarsi della scarica tra elettrodi. Essendo tale tensione influenzata anche dalla concentrazione di particolato nei fumi, il suo valore potrà assumere valori diversi in relazione alla posizione geometrica nel PE. Per tale motivo il sistema di regolazione non è unico bensì risulta suddiviso in più sistemi indipendenti.

Le prestazioni del PE sono influenzate dalla resistività e la granulometria della cenere e dalla distribuzione del flusso gassoso; queste sono tutte caratteristiche costruttive del sistema di abbattimento che vengono valutate nella fase di progettazione e realizzazione dello stesso.

Un parametro caratteristico dei PE è la superficie specifica di captazione; essa risulta pari a circa:

- 104 m²/m³/ sec di gas trattato, per le sezioni 3 e 4 di Fusina;
- 72 m²/m³/ sec di gas trattato, per la sezione 5;
- 143 m²/m³/ sec di gas trattato, per le sezioni 2 e 3 di Porto Marghera.

L'efficienza di abbattimento delle polveri dei precipitatori elettrostatici (PE) è normalmente superiore al 99 %.

Filtri a manica

I filtri a manica sono utilizzati prevalentemente su unità a carbone.

La filtrazione mediante tessuto è un metodo grandemente diffuso nel mondo in particolare per rimuovere polvere dai fumi prodotti in impianti industriali e/o piccoli impianti di combustione.

Un filtro a manica consiste di uno o più comparti contenenti un certo numero di maniche di tessuto disposte su più file. Il fumo passa attraverso la superficie delle maniche radialmente attraverso la manica.

Il particolato è trattenuto sulla faccia investita dal flusso gassoso mentre il gas depurato è inviato all'atmosfera (Figura 13).

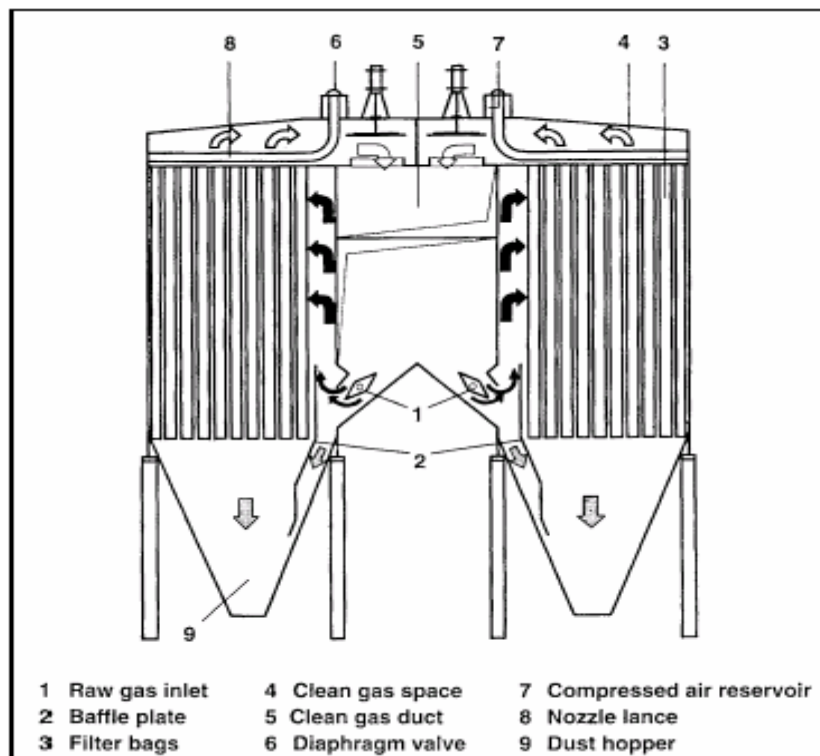


Figura 13

Sui gruppi termoelettrici si utilizzano due tipi di filtro a maniche:

- pulse-jet (flusso del gas dall'esterno delle maniche verso l'interno), è la tecnologia più moderna ed è quella utilizzata nelle sezioni 1 e 2 di Fusina;
- reverse gas (flusso del gas dall'interno delle maniche verso l'esterno);

La cenere depositata all'esterno delle maniche dei filtri pulse-jet è rimossa mediante impulsi di aria in pressione inviati all'interno di tutte le maniche di una fila e fatta cadere nelle tramogge del filtro da cui poi è evacuata.

Il mantenimento dell'efficienza del sistema di abbattimento delle polveri è garantita dalla rimozione regolare della polvere dal filtro.

Come nei PE nella scelta del filtro si è tenuto in debito conto della composizione del gas, della natura e dimensione delle particelle, dei metodi di pulizia, dell'efficienza in grado di rispettare i limiti normativi, nonché della temperatura del gas e del tenore di vapor d'acqua.

L'efficienza di abbattimento delle polveri dei filtri a manica è normalmente superiore al 99 %.

L'utilizzo di questi interventi di riduzione delle emissioni di polveri nelle sezioni 1÷4 della centrale di Fusina e 2 e 3 della centrale di Porto Marghera consente di rispettare il valore limite delle emissioni di polveri alla ciminiera riportato rispettivamente nella schede FS_A7_Limiti alle emissioni e PM_A7_Limiti alle emissioni, ed in particolare per le sezioni 3 e 4 in entrambi gli assetti di funzionamento: solo carbone e co – combustione carbone / CDR.

Altresì questi sistemi contribuiscono al rispetto del valore massico di polveri stabilito dal DM 19.01.99 per l'intero polo di Fusina – Venezia e dal Protocollo siglato con gli Enti Locali in data 22.06.06 (vedi FS o PM_A6_Autorizzazioni : Protocollo d'intesa).