



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management

Unità di Business Termini Imerese  
Centrale Ettore Majorana

Zona industriale  
90018 Termini Imerese (PA)

## **Richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale**

### **Sintesi non Tecnica**



## 1. Il sito

Il sito della centrale si trova nella Sicilia Settentrionale, in Provincia di Palermo, nel Comune di Termini Imerese, e si localizza circa 5 km ad Est della periferia del centro abitato omonimo.

L'area dell'impianto è prospiciente la costa tirrenica ed è contornata a Nord dal Mar Tirreno, ad Est dalla strada litoranea che congiunge l'insediamento all'abitato di Termini Imerese, a Sud dalle pendici settentrionali della fascia media collinare interna ed infine, ad Ovest, dal pianoro di Buonfornello.

Verso Sud, il territorio si eleva leggermente per la presenza dei rilievi collinari sopra menzionati (con sommità di  $800 \div 1300$  m slm), tra cui, in particolare, si segnala il massiccio di Monte S. Calogero, sede di un'area di interesse naturalistico.

Tra i principali corsi d'acqua della zona si ricorda il fiume Torto, la cui foce attraversa la piana del Buonfornello, a circa 1 km dall'impianto; più ad Ovest si segnala il fiume Grande (o Imera settentrionale). Ad Est dell'abitato di Termini Imerese, infine, sfocia il fosso San Leonardo. Essa occupa una superficie di circa  $300.000$  m<sup>2</sup>.



Figura 1 Cartina stradale della Sicilia

## **2. L'impianto (consistenza e schema di funzionamento)**

### **2.1 *Caratteristiche delle unità esistenti e progetto di miglioramento ambientale autorizzato***

La centrale era inizialmente costituita da tre unità termoelettriche a vapore da 110 MW ciascuna, due unità termoelettriche a vapore da 320 MW e due gruppi con turbine a gas da 120 MW, in servizio dal 1997, per aumentare la potenza delle unità da 320 MW. La potenza complessiva lorda inizialmente installata era di 1.210 MW.

Con istanza del 25 settembre 1990, l'Enel ha presentato alla Regione Siciliana un progetto di adeguamento ambientale per rispettare i limiti di emissione in atmosfera fissati dal decreto 12 luglio 1990.

Per le unità 4 e 5 le opere sono state ultimate, con l'installazione di due turbine a gas da 120 MW e, dal 9 dicembre 1999, le stesse rispettano i limiti di emissione in atmosfera come prescritto dai decreti autorizzativi della Regione Siciliana n. 2893 del 9 dicembre 1992 e n. 1456 del 28 ottobre 1999.

Per le tre unità da 110 MW (unità 1, 2 e 3), dopo una attenta valutazione tecnico-economica, è stato deciso di abbandonare il progetto di ripotenziamento e di fermare le unità 1 e 2, continuando ad esercire la sola unità 3.

Per l'unità 3, al fine del rispetto dei vigenti limiti di emissione, sono stati effettuati gli interventi di adeguamento ambientale, in parte già previsti nel progetto del 1990, ultimati in data 9 dicembre 1999.

Nel maggio 2000 l'Enel ha presentato un progetto per trasformare in ciclo combinato l'unità 5, come descritto al successivo paragrafo 2.2, per il quale ha ottenuto specifica autorizzazione con delibera dell'Assessorato Industria della Regione Siciliana n. 898 del 26 settembre 2001.

La costruzione e l'esercizio delle unità sopra descritte sono stati autorizzati con decreti della Regione Siciliana, l'entrata in servizio e lo stato di esercizio attuale nonché l'assetto definitivo dell'impianto sono riassunti nella successive tabelle.

**Tab. 1 - Assetto attuale**

<b>Unità</b>	<b>Potenza (MWe)</b>	<b>Decreti Autorizzativi</b>	<b>Prima entrata in servizio</b>	<b>Stato attuale di esercizio</b>
1	110	giugno 1960	luglio 1963	FERME
2	110	giugno 1960	gennaio 1964	
3	110	settembre 1961	dicembre 1964	IN ESERCIZIO
41 + 42	320+120 (TV+TG)	luglio 1972; ottobre 1999	febbraio 1979, 1997	IN ESERCIZIO (in assetto ripotenziato)
53	TG 120	ottobre 1999	gennaio 1997	IN ESERCIZIO straordinario per esigenze di rete
C.C. 6	376 + 380 circa	settembre 2001; agosto 2005	febbraio 2004;	IN ESERCIZIO

**Tab. 2 - Assetto definitivo dopo il raddoppio del ciclo combinato**

<b>Unità</b>	<b>Potenza (MWe)</b>	<b>Decreti Autorizzativi</b>	<b>Prima entrata in servizio</b>	<b>Stato definitivo</b>
1	110	giugno 1960	luglio 1963	DISMESSE
2	110	giugno 1960	gennaio 1964	
3	110	settembre 1961	dicembre 1964	
41	320	luglio 1972	febbraio 1979	Riserva fredda
42	TG 120	ottobre 1999	1997	INDISPONIBILE
53	TG 120	ottobre 1999	gennaio 1997	IN ESERCIZIO straordinario per esigenze di rete
C.C. 6	376 + 380 circa	settembre 2001; agosto 2005	febbraio 2004; (*)	IN ESERCIZIO

**(\*) Previsione inizio esercizio commerciale entro il 2007**

## **2.2 Descrizione dei cicli di produzione, dei processi e degli impianti**

### **Unità 1, 2 e 3 (1 e 2 ferme da novembre 1997)**

Le tre unità termoelettriche da 110 MW (1, 2 e 3) della centrale adottano il medesimo ciclo produttivo, sinteticamente rappresentato nello schema, vedi figura 2.

Nella caldaia l'acqua di alimento segue il ciclo termodinamico a vapore (Rankine): viene pompata nel generatore di vapore dove, ad opera del calore prodotto dal combustibile bruciato in camera di combustione, si riscalda fino a portarsi allo stato di vapore surriscaldato; il vapore così ottenuto viene trasferito in turbina, dove l'energia termica del vapore, trasformata in energia meccanica, è resa disponibile all'albero che trascina in rotazione il turboalternatore.

Il turboalternatore ruotando produce energia elettrica che, attraverso il trasformatore elevatore di macchina, viene immessa nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione.

Il vapore esausto, dopo aver ceduto la sua energia in turbina, giunge al condensatore per essere condensato mediante raffreddamento con acqua prelevata dal mare.

L'acqua in uscita dal condensatore viene inviata al ciclo rigenerativo, costituito da:

- gli scambiatori di calore che riscaldano l'acqua di alimento a spese del vapore spillato dalla turbina;
- l'impianto di trattamento del condensato per eliminare le eventuali impurità presenti;
- il degasatore destinato ad eliminare i gas disciolti.

L'acqua, aspirata dal degasatore, attraversa gli scambiatori di calore di alta pressione e viene reinviata in caldaia per essere nuovamente trasformata in vapore.

L'olio combustibile denso (OCD), prelevato dai serbatoi, viene pressurizzato e riscaldato allo scopo di migliorarne la viscosità prima di essere inviato in caldaia.

Nei bruciatori l'OCD viene nebulizzato in finissime goccioline che bruciano sprigionando calore a contatto con l'ossigeno dell'aria inviata in camera di combustione da appositi ventilatori. Per le sole fasi di avviamento e accensione dei bruciatori, è previsto l'utilizzo di modeste quantità di gasolio.

I fumi caldi prodotti dalla combustione vengono convogliati ai riscaldatori d'aria rigenerativi dove cedono parte del calore ancora posseduto all'aria necessaria alla combustione.

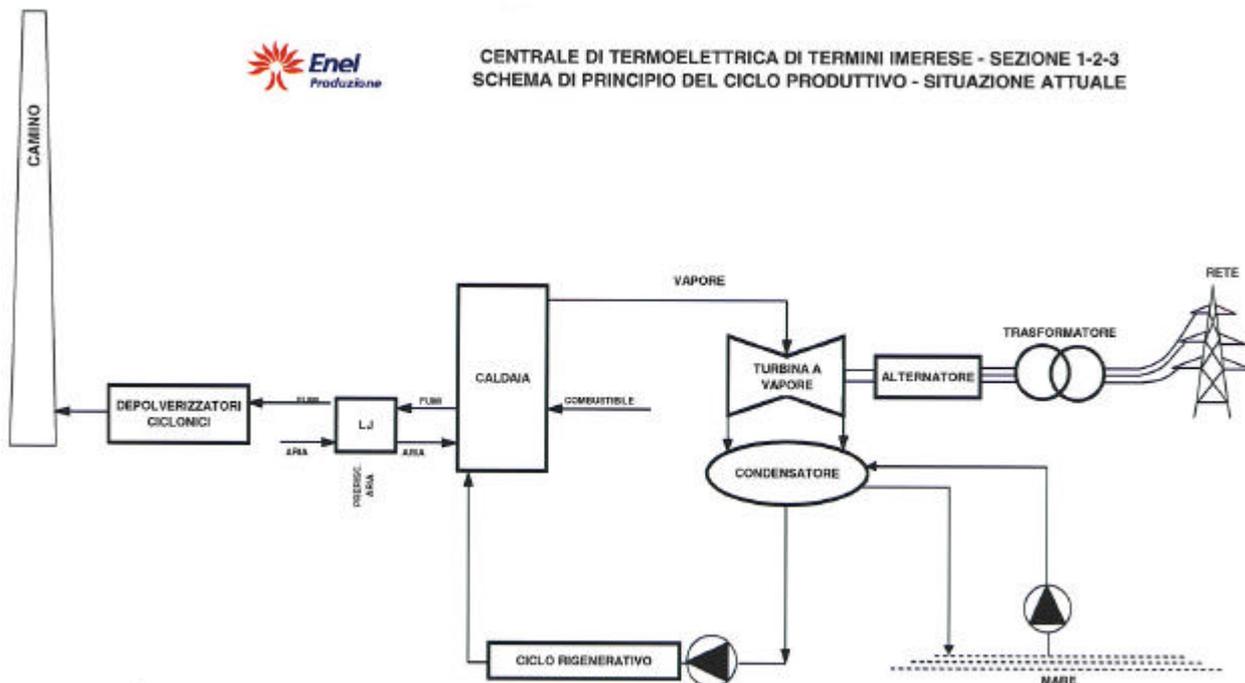


Figura 2 - Schema del ciclo produttivo unità 1-2-3

#### ***Unità 4 in assetto ripotenziato (unità 41 + unità 42)***

Nell'unità in assetto ripotenziato, vedi lo schema riportato in figura 3, il percorso inizia dalla turbina a gas (1) dove l'aria, compressa dal compressore assiale, è inviata insieme al gas naturale (metano) nel combustore, dove avviene la combustione e si produce gas di scarico ad altissima temperatura (circa 1162 °C). Il gas entra poi nella turbina a gas facendola girare a 3.000 giri/min. Alla turbina è collegato l'alternatore che produce l'energia elettrica, inviata poi attraverso un trasformatore alla rete elettrica nazionale. I gas di scarico dalla turbina, essendo ancora molto caldi (500 °C), vengono utilizzati in un recuperatore di calore per preriscaldare a 300 °C l'acqua di alimento del ciclo termico dell'unità a vapore (3). Il gas che esce dal recuperatore è scaricato dalla sua ciminiera, alta 100 m.

Il processo prosegue nell'unità a vapore, dove arrivano il combustibile e l'aria. L'aria, pompata dai ventilatori, è immessa insieme al combustibile nella camera di combustione della caldaia (3) dove l'elevata temperatura produce la trasformazione dell'acqua contenuta nei tubi della caldaia in vapore. Il vapore prodotto raggiunge quindi la turbina a vapore e la fa ruotare a 3.000 giri/min. Alla turbina è collegato l'alternatore principale che produce l'energia elettrica.

Il vapore, dopo aver lavorato in turbina, è convogliato al condensatore dove, raffreddato dall'acqua del mare prelevata da due pompe, diventa nuovamente acqua, pronta per essere ricondotta nei generatori di vapore e ricominciare un nuovo ciclo.

L'energia elettrica prodotta dall'alternatore è inviata al trasformatore che ne eleva la tensione fino a 220 kV e ne consente l'immissione nella rete elettrica nazionale.

I fumi prodotti dalla caldaia principale, dopo aver lasciato la maggior parte del calore, passano attraverso il catalizzatore che riduce gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ed il captatore elettrostatico che abbatte le polveri. I fumi così purificati sono infine scaricati attraverso la ciminiera, alta 190 m.

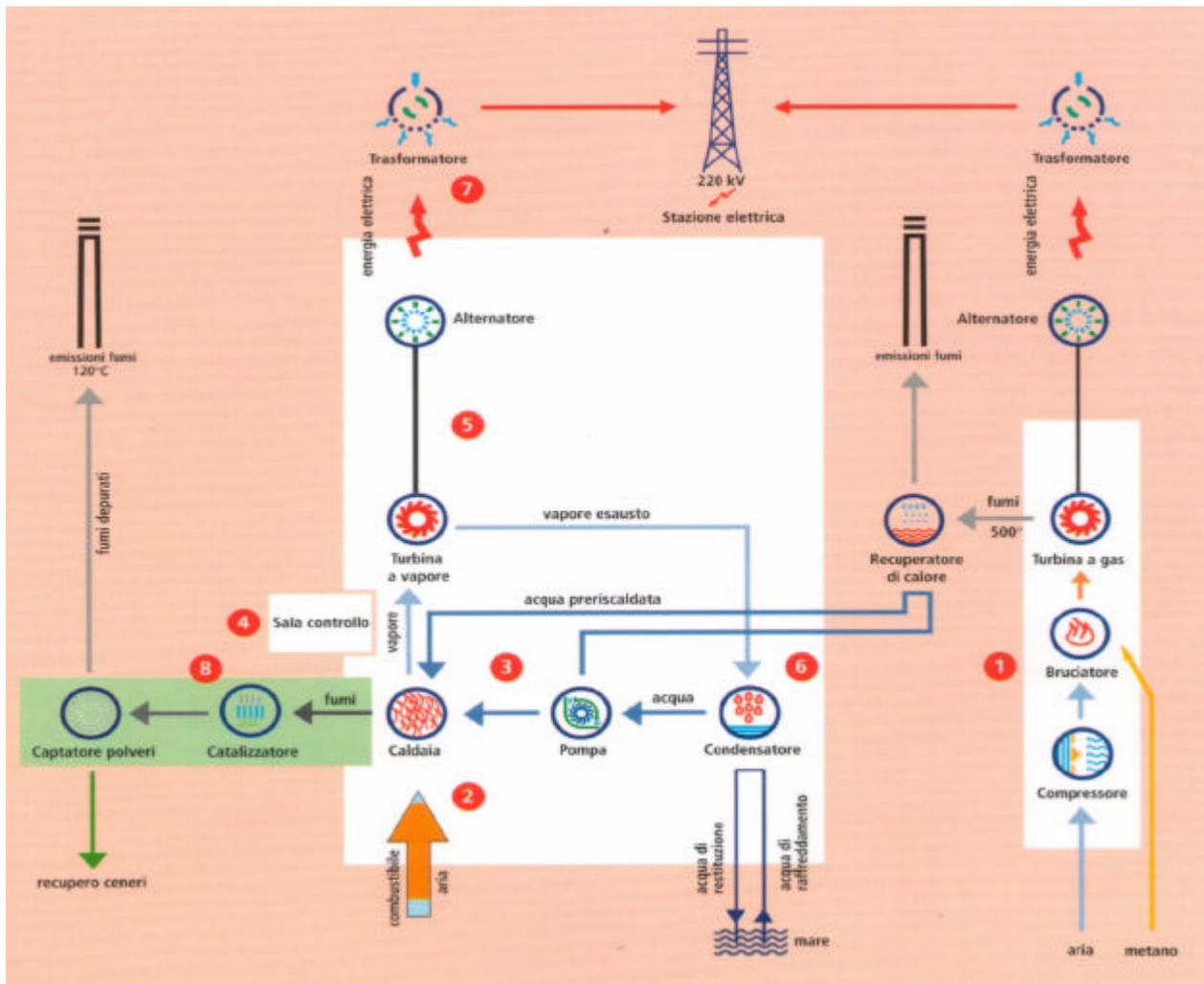


Figura 3 - Ciclo produttivo dell'unità 4 (41+42) in assetto ripotenziato

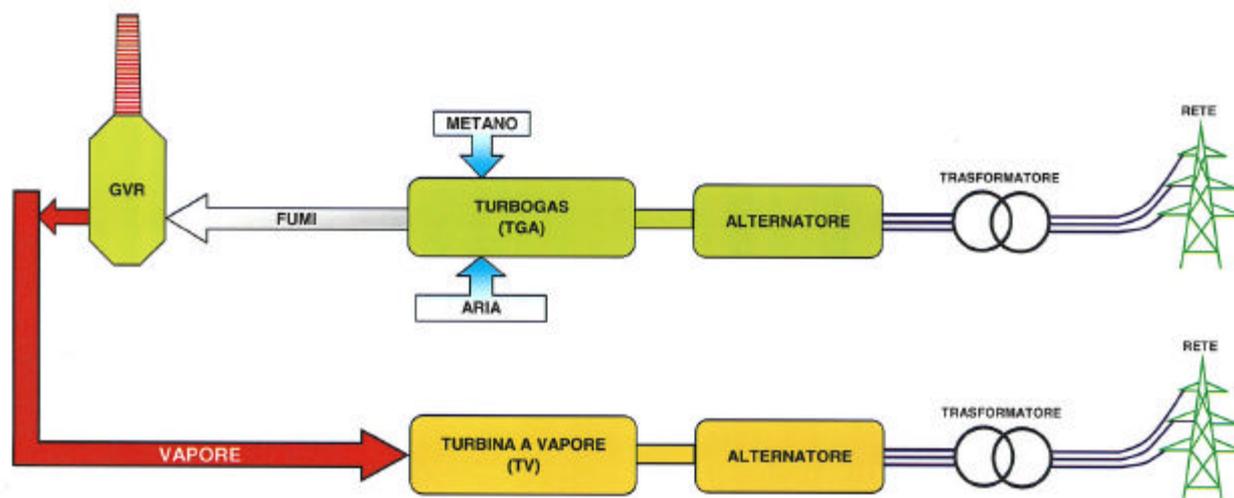
### **Unità 53 (turbina a gas in ciclo semplice)**

L'unità è equipaggiata con turbina gas identica a quella dell'unità 42 ed utilizzata solo per i carichi di punta e per poche ore durante l'anno.

L'aria aspirata dall'atmosfera, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore ed inviata alla camera di combustione dove viene iniettato il combustibile che, bruciando, produce gas di scarico ad altissima temperatura (circa 1162 °C). Il gas entra poi nella turbina a gas facendola girare a 3.000 giri/min. L'alternatore, collegato rigidamente alla turbina e da essa messo in rotazione, provvede alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica; parte dell'energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale. I gas di scarico dalla turbina, ancora molto caldi (500 °C), vengono scaricati in atmosfera dalla suo camino di by-pass, alto 35 m.

### **Unità 6 (ex sez. 5) - Ciclo combinato**

Il ciclo produttivo della unità 6, in ciclo combinato a gas, viene sinteticamente rappresentato nella figura 4.



**Figura 4 - Schema di principio del ciclo produttivo Unità 6 - Situazione attuale**

Il ciclo combinato è costituito da una turbina a gas sul cui asse ruota un alternatore della potenza di circa 255 MW. Il calore contenuto nei gas di scarico del turbogas è recuperato nel generatore di vapore a recupero (GVR) ed il vapore in uscita alimenta la turbina dell'esistente unità termoelettrica, adattata al nuovo funzionamento, generando una potenza elettrica di circa 121 MW.

Nel GVR il vapore prodotto in alta pressione (AP) viene quindi inviato alla turbina a vapore; il vapore di scarico di alta pressione torna al GVR, dove si miscela con il vapore prodotto nel circuito di media pressione (MP) e viene risurriscaldato, per essere successivamente rinviato al corpo di media pressione della turbina a vapore.

Parte del vapore a bassa pressione viene utilizzato per degasare il condensato, nel degasatore integrato al corpo cilindrico di BP.

Le pompe di alimento ad alta e media pressione sono ubicate alla base del GVR.

La turbina a gas è dotata di combustori per il contenimento delle emissioni di ossidi di azoto del tipo a secco, di un sistema di filtrazione dell'aria di aspirazione del compressore, di condotti di aspirazione aria e scarico dei gas con silenziatori.

La tensione nominale ai morsetti degli alternatori è di 20 kV per l'unità a vapore e di 15,75 per l'unità turbogas, la velocità nominale è di 3.000 giri al minuto e la potenza complessiva è di 376 MW (255+121).

Il cabinato del turbogas contiene anche i sistemi di lubrificazione e comando, nonché le valvole di regolazione del combustibile. I sistemi di controllo e protezione sono invece ubicati in un cabinato dedicato.

I fumi prodotti dal turbogas, dopo l'attraversamento del GVR, vengono convogliati alla ciminiera metallica, alta 90 m.

Nel raddoppio del ciclo combinato, come si può rilevare nella figura 5, è prevista l'installazione di una ulteriore turbina a gas con relativo alternatore della potenza di circa 255 MW, un nuovo Generatore di Vapore a Recupero da collegare in parallelo a quello già esistente ed il vapore prodotto verrà inviato alla turbina a vapore esistente, la quale produrrà circa 250 MW.

Quindi nella configurazione finale l'unità 6 (2TG+1TV) avrà una potenza elettrica complessiva di circa 760 MW.

I fumi prodotti dalla seconda turbina a gas, dopo avere attraversato il GVR, verranno convogliati alla seconda ciminiera metallica alta 90 m e da qui rilasciati in atmosfera.

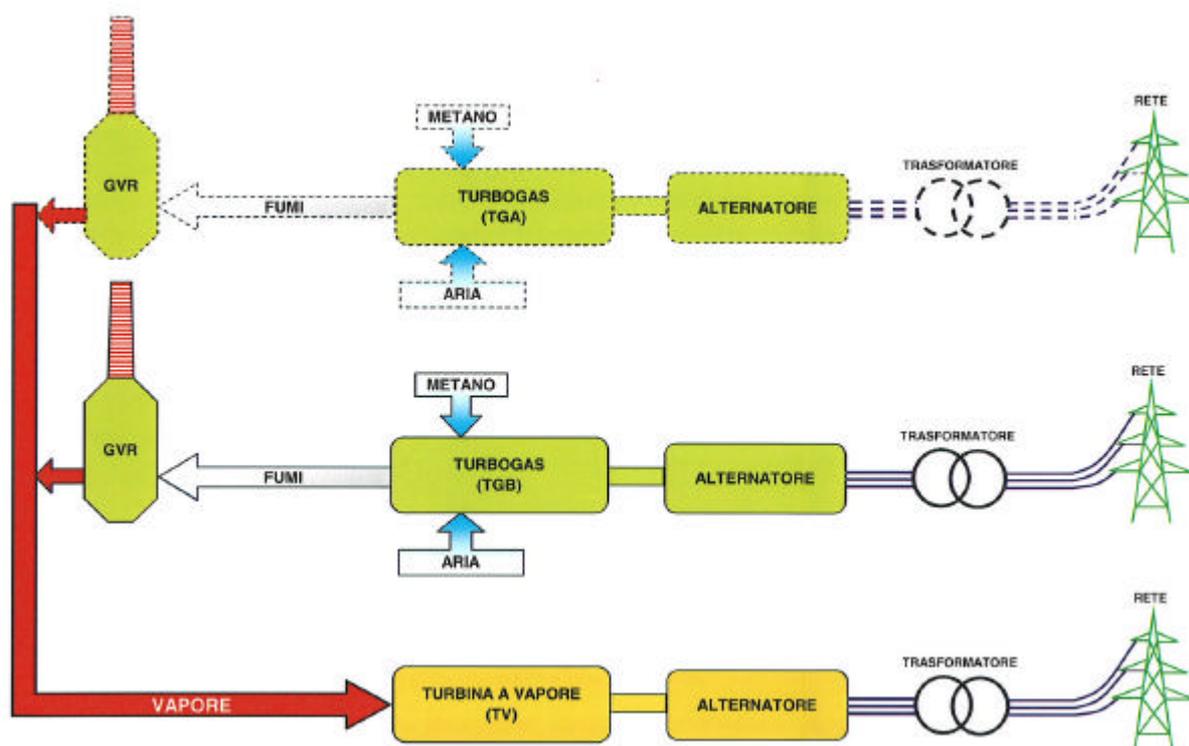


Figura 5 - Schema di principio del ciclo produttivo Unità 6 - Configurazione definitiva

L'energia elettrica prodotta dalla centrale viene immessa nella rete mediante trasformatori elevatori; in caso di inattività della centrale i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete esterna di alta tensione di TERNA mediante il trasformatore di avviamento (TAG); è prevista inoltre un'alimentazione di emergenza dalla rete di media tensione a 20 kV dell'ENEL Distribuzione S.p.A. mediante il trasformatore di avviamento (TBR).

Le apparecchiature delle turbine a gas sono sistemate all'interno di cabinati realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera esterna zincata e da una lamiera

interna perforata, riempita con materiale insonorizzante, mentre le apparecchiature delle unità a vapore sono sistemate all'interno di due Sala Macchine.

Grazie all'elevato grado di automatizzazione dei processi, la conduzione dell'impianto avviene in maniera centralizzata dalle Sale Controllo, presidiate dal personale di Esercizio. Una Sala Controllo presiede ai processi riguardanti l'unità 3 mentre l'altra presiede all'esercizio delle rimanenti unità (41-42-53-6). In entrambe le Sale Controllo un sistema di comando e controllo sovrintende alle operazioni di avviamento, arresto e variazioni di carico delle unità di produzione ed esegue il controllo automatico dei parametri di funzionamento.

All'interno dell'impianto sono realizzati inoltre i locali per le officine, magazzini, servizi logistici.

### 3. Combustibili impiegati

L'unità 3 impiega solo olio combustibile denso (OCD), con un consumo orario, al carico nominale, di circa 26 t/ora. Per le sole fasi di avviamento e accensione dei bruciatori, è previsto l'utilizzo di modeste quantità di gasolio.

L'unità 41 in assetto tradizionale a vapore e in assetto di ripotenziamento, nonché la turbina a gas da 120 MW dell'unità 53 hanno i seguenti consumi:

	Funzionamento tradizionale (*)	Assetto ripotenziato (*)	
	Unità 41 (320 MWe) (ciclo a vapore)	Unità 41 (320 MWe) (ciclo a vapore)	Unità 42/53 (120 MWe) (turbina a gas)
<b>OCD t/ora</b>	68	58	
<b>Gas Nm<sup>3</sup>/ora</b>	80.000	68.000	40.000

(\*) I consumi riportati di olio combustibile e di gas naturale per la caldaia da 320 MWe sono relativi al funzionamento a carico nominale con un unico combustibile (olio oppure gas naturale).

Le unità attualmente in esercizio utilizzano olio combustibile denso con contenuto di zolfo inferiore all'1%. Si riportano di seguito i consumi di combustibile relativi agli anni 2003÷2005.

Combustibile	Anno 2003	Anno 2004	Anno 2005
OCD BTZ (t*10 <sup>3</sup> )	268,0	173,1	106,3
Gas naturale (Sm <sup>3</sup> *10 <sup>6</sup> )	915,7	746,6	941,8
Gasolio (t)	109	210,5	120,6

La fornitura del gas naturale è attualmente assicurata dalla rete nazionale SNAM, presso due stazioni di decompressione, una dedicata all'alimentazione dell'unità a vapore 41 e l'altra, ampliata con l'avvio del ciclo combinato dell'unità 6, all'alimentazione delle due turbine a gas da 120 MW e delle due turbine a gas da 255 MW.

Il gasolio è impiegato per le sole fasi di avviamento e accensione dei bruciatori, relativamente alle unità 3 e 41; modesti quantitativi sono impiegati per alimentare i sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio, azionati da motori diesel. Il parco combustibili liquidi (Olio Combustibile Denso + gasolio) della centrale ha una capacità complessiva di 286.550 m<sup>3</sup>, ed è costituito da:

- n. 2 serbatoi per olio combustibile da 87.000 m<sup>3</sup>;
- n. 4 serbatoi per olio combustibile da 20.000 m<sup>3</sup>;
- n. 1 serbatoio per olio combustibile da 30.000 m<sup>3</sup>;
- n. 2 serbatoi per olio combustibile da 1.100 m<sup>3</sup>;
- n. 1 serbatoio per gasolio da 150 m<sup>3</sup>;
- n. 1 serbatoio per gasolio da 100 m<sup>3</sup>.

#### **4. Funzionamento**

L'impianto Ettore Majorana fa parte di una rete elettrica isolata rispetto alla rete elettrica nazionale e ne risente dal punto di vista della tipologia di funzionamento a cui spesso è chiamato a far fronte.

Infatti la rete elettrica siciliana è collegata alla rimanente rete nazionale solo attraverso un cavo sottomarino posizionato sullo Stretto di Messina.

L'impianto risponde all'esigenza di coprire la base della produzione giornaliera richiesta dalla rete nonché a partecipare alla modulazione delle variazioni continue presenti sulla rete elettrica.

L'impianto quindi può partecipare alla ripartizione del carico tra il minimo tecnico ed il 100% del carico nominale continuo di tutte le unità disponibili per garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica e contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete nazionale.

Al fine di quantizzare in termini di ore di funzionamento ed energia prodotta, di seguito si riportano i valori relativi agli ultimi tre anni:

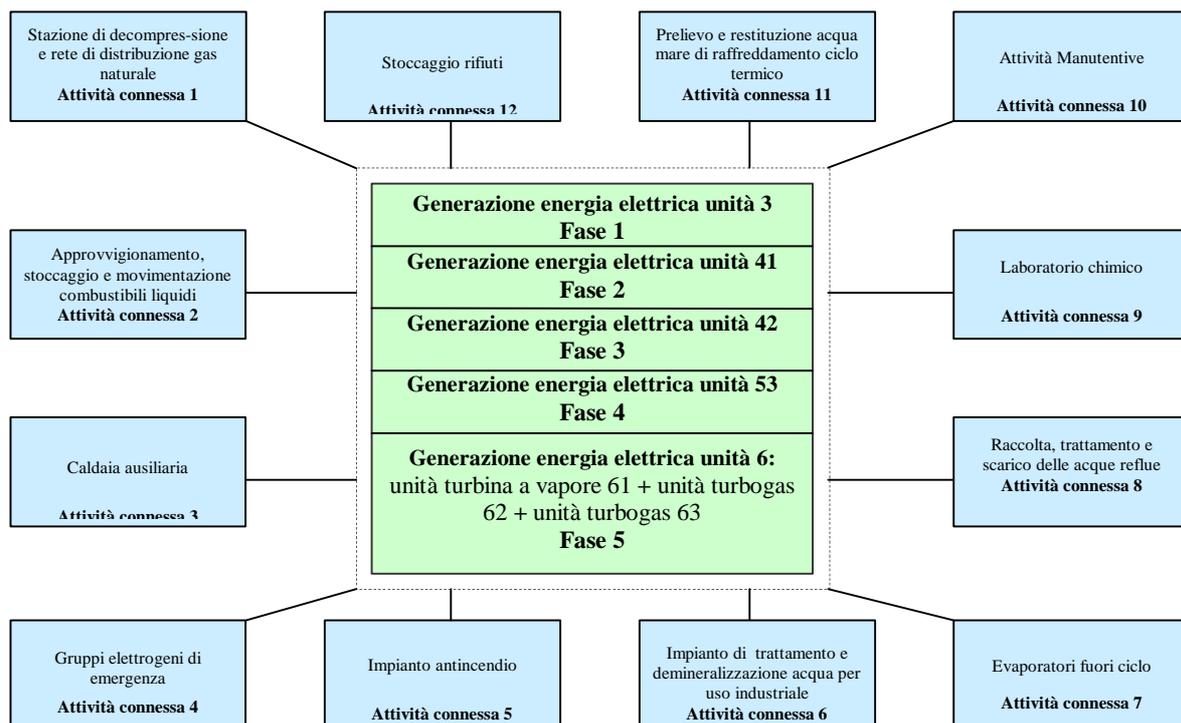
<b>Anno 2003</b>	<b>Unità 3</b>	<b>Unità 41</b>	<b>Unità 42</b>	<b>Unità 53</b>	<b>Unità 51 (*)</b>	<b>Totale impianto</b>
Produzione lorda [MWh]	536,2	1.846,7	828,0	598,1	1.026,8	4.835,7
Ore di funzionamento	6.648	7.272	7.526	5.278	4.036	---
<b>Anno 2004</b>	<b>Unità 3</b>	<b>Unità 41</b>	<b>Unità 42</b>	<b>Unità 53</b>	<b>Unità 6</b>	<b>Totale impianto</b>
Produzione lorda [MWh]	554,0	1.705,0	642,5	18,8	853,2	3.773,5
Ore di funzionamento	7.379	7.470	6.057	192	3.261	---
<b>Anno 2005</b>	<b>Unità 3</b>	<b>Unità 41</b>	<b>Unità 42</b>	<b>Unità 53</b>	<b>Unità 6</b>	<b>Totale impianto</b>
Produzione lorda [MWh]	394,6	1.578,1	314,1	28,3	2.406,2	4.721,3
Ore di funzionamento	5.531	7.131	2.905	274	7.932	---

(\*) L'unità 51 è l'unità a vapore che a partire dal 2004 è stata trasformata in ciclo combinato e rinominata unità 6.

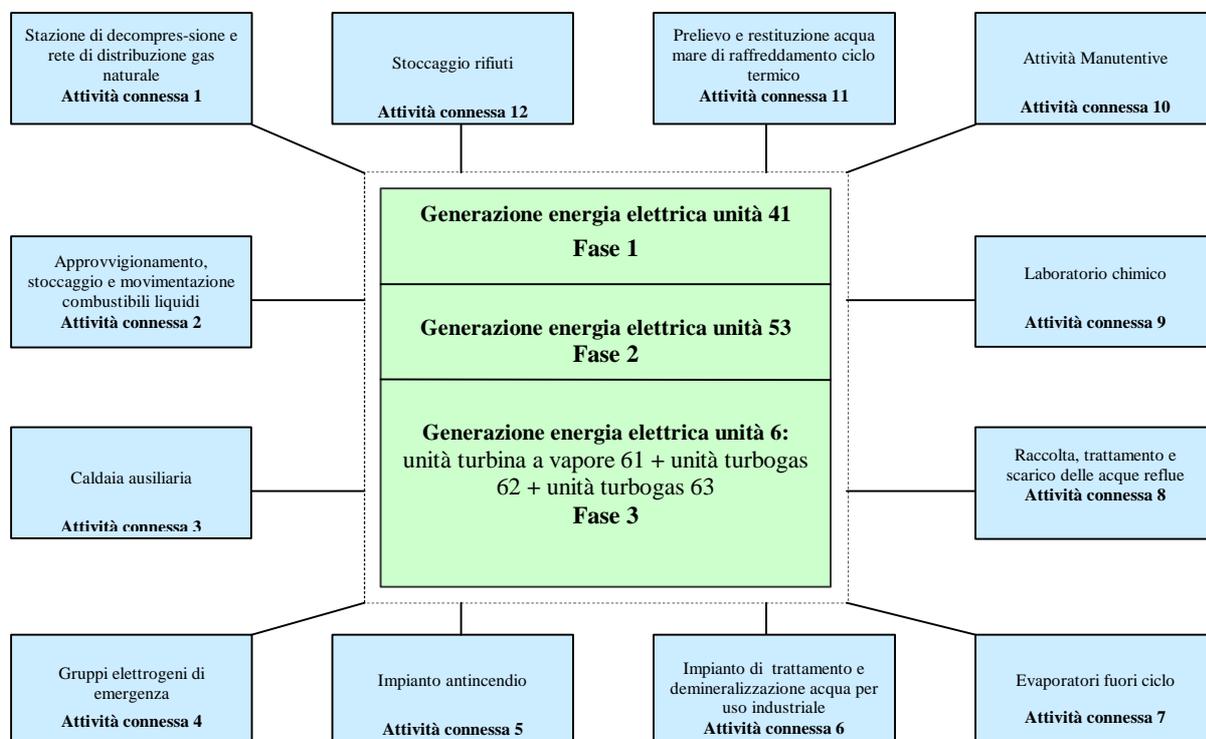
## 5. Attività connesse

Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza quali:

- stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano;
- approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi
- caldaia ausiliaria;
- gruppi elettrogeni di emergenza;
- impianto antincendio;
- impianto di trattamento e demineralizzazione acqua per uso industriale
- evaporatori fuori ciclo
- raccolta, trattamento e scarico delle acque reflue
- laboratorio chimico
- attività manutentive
- prelievo e restituzione acqua di raffreddamento ciclo termico
- stoccaggio rifiuti



**Schema a blocchi delle fasi e delle attività tecnicamente connesse (attività ausiliarie) dell'impianto Ettore Majorana nell'assetto attuale.**



**Schema a blocchi delle fasi e delle attività tecnicamente connesse (attività ausiliarie) dell'impianto Ettore Majorana nell'assetto definitivo, previsto nel secondo semestre del 2007.**

## **AC1 - Approvvigionamento combustibili gassosi, stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas naturale**

Il gas naturale proviene dalla rete di distribuzione SNAM, collegata all'impianto tramite un apposito gasdotto che termina in centrale con due stazioni di riduzione della pressione.

In ogni stazione gas trovano posto gli apparati di riduzione della pressione costituiti da una valvola di autoregolazione della pressione a valle, un separatore di condensa con apposito serbatoio di raccolta, un riscaldatore che serve a compensare il calore assorbito dal gas in espansione ed un filtro meccanico. Oltre alle apparecchiature di riduzione della pressione e di riscaldamento del gas, nella stazione di decompressione trovano posto gli apparati di misura del gas consumato, regolarmente tarati e controllati.

## **AC2 - Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi**

### **a) Scarico stoccaggio e movimentazione olio combustibile**

L'approvvigionamento dell'Olio Combustibile Denso avviene via mare utilizzando un pontile di ormeggio per le navi lungo circa 2.350 m, in parte in cemento ed in parte in ferro; sul pontile è posato un oleodotto da 20" che all'arrivo in Centrale si divide in due tubazioni di collegamento con ciascuna delle due aree di stoccaggio di OCD di cui la Centrale è dotata (parco nafta di levante e parco nafta di ponente). Il deposito della centrale è costituito da n. 2 serbatoi da 87.000 m<sup>3</sup>, n. 4 serbatoi da 20.000 m<sup>3</sup>, n. 1 serbatoio da 30.000 m<sup>3</sup> e n. 2 serbatoi da 1.100 m<sup>3</sup>.

L'oleodotto è isolato elettricamente a mezzo giunto dielettrico posto in prossimità della sezione di collegamento tra il tratto sul pontile in cemento ed il tratto sul pontile in ferro. Le tubazioni hanno una disposizione prevalentemente superficiale a vista, i tratti interrati sono stati completamente inseriti in cunicoli di protezione ispezionabili. La possibilità di ispezionare i tratti interrati di oleodotto e l'adozione di procedure di sorveglianza hanno praticamente annullato il rischio di contaminazione del suolo.

La piattaforma di attracco in testata pontile consente l'ormeggio di navi cisterna in discarica fino a 50.000 DWT ed in carica da 4.000 a 20.000 DWT.

La zona di mare antistante la testata del pontile in cui si effettua la discarica dell'OCD e lungo il pontile sono dotate di sistemi di contenimento atti a fronteggiare eventuali versamenti di combustibile in modo da prevenire gli inquinamenti del sottosuolo e delle acque marine.

Anche i serbatoi di stoccaggio sono provvisti di bacino di contenimento.

### **b) scarico, stoccaggio e movimentazione del gasolio**

Il gasolio destinato alla produzione di energia viene utilizzato solo nelle caldaie ausiliarie e per alimentare le cosiddette torce pilota. Il gasolio necessario è approvvigionato tramite autobotti ed è stoccato in un due serbatoi della capacità uno di 150 m<sup>3</sup> e uno di 100 m<sup>3</sup>.

Il sistema di scarica delle autobotti è dotato di tutte le necessarie misure di sicurezza e di prevenzione dell'inquinamento del suolo.

### **AC3 - Caldaia ausiliaria**

La caldaia ausiliaria è utilizzata saltuariamente e solo nei casi in cui l'unità 3 è ferma e necessita il vapore per le fasi di avviamento delle unità 41 e 6.

Il generatore di vapore è di costruzione Ruths di Genova, è alimentato ad acqua ed ha il corpo principale ad una pressione di 19,6 bar, la temperatura di esercizio è di 220° C .

Il surriscaldamento ha una pressione di 19,6 bar una temperatura di esercizio di 280° C e una portata di vapore in uscita di circa 25 t/h. Essa è alimentata a gasolio.

### **AC4 - Gruppi elettrogeni di emergenza**

I 6 gruppi elettrogeni sono costituiti da un motore di emergenza diesel accoppiato rigidamente con l'alternatore. Hanno la possibilità in caso di blackout di fornire l'alimentazione per le apparecchiature e i sistemi di comando e controllo delle unità principali e servizi generali.

### **AC5 - Impianto antincendio**

L'impianto è ovviamente soggetto al Certificato di Prevenzione Incendi e dispone di tutti i presidi antincendio richiesti.

Nell'ambito della Valutazione dei Rischi, ai sensi del D.Lgs.626/94, preliminarmente alla stesura del Piano di Emergenza Interno (PEI), è stata effettuata la valutazione del rischio incendio, ai sensi del DM 10 marzo 1998. Sono indicate le misure adottate al fine di ridurre la probabilità di insorgenza degli incendi, le misure relative alle vie di esodo, ai sistemi di rilevazione, alle attrezzature

L'impianto antincendio fisso, che copre tutte le aree a rischio dell'impianto, pontile compreso, è costituito da una rete di distribuzione d'acqua in pressione corredata di idranti e di manichette antincendio, alimentata da motopompa di emergenza .

Tutte le aree e i locali di centrale sono asserviti da sistemi di estinzione incendi (estintori a polvere, estintori a CO<sub>2</sub>, manichette, idranti a colonna), i macchinari sono protetti da impianto automatico di rilevazione incendi con elemento termosensibile e segnalazione nelle Sale Manovre ed impianto automatico fisso di spegnimento ad acqua frazionata che,

nel caso di inneschi, consentono un intervento immediato da parte del personale debitamente addestrato.

### ***Aree a rischio d'incendio***

In relazione agli impianti e alle sostanze presenti, sono individuate le seguenti aree e/o apparecchiature a rischio di incendio. Esse sono sia quelle soggette a Certificazione di Prevenzione Incendi, che ulteriori aree e/o apparecchiature che a giudizio dell'ENEL è opportuno evidenziare ed opportunamente proteggere con i sistemi antincendio descritti in seguito.

- 1) area trasformatori in olio ad alta tensione della stazione elettrica a 150 kV dell'unità 3;
- 2) area trasformatori in olio ad alta tensione della stazione elettrica a 220 kV delle unità 41 e del ciclo combinato;
- 3) sala macchine quota 0, 6 e 10 dell'unità 3;
- 4) sala macchine quota 0, 6 e 12 dell'unità 41 e dell'unità a vapore del ciclo combinato;
- 5) edificio ausiliario quota 0, 6, 12, 18 dell'unità 41 e dell'unità a vapore del ciclo combinato;
- 6) esterno sala macchine delle unità 41 e dell'unità a vapore del ciclo combinato: quota 0, locale compressori e diesel di emergenza, zona precipitatori elettrostatici e locali quadri di comando, serbatoi gasolio diesel emergenza, valvole regolatrici metano;
- 7) area caldaia unità 3, quota da 0 a 32 m;
- 8) area caldaia unità 41: quota da 0 a 52 m. con annesso l'impianto di Denitrificazione fumi (DENOX) ;
- 9) deposito olio lubrificante e area pompe antincendio acqua mare;
- 10) cabina antincendio acqua dolce;
- 11) officine e laboratori dei reparti di: manutenzione meccanica, carpenteria e manutenzione civile, manutenzione elettrica, calcolatori e sistemi di supervisione, strumentazione regolazione ed automazione, impiantistico e controlli chimici;
- 12) area parco nafta unità 3;
- 13) area parco nafta unità 41 ed impianto di disoleazione (DO);
- 14) sala compressori e locale diesel antincendio unità 3;
- 15) area stazione riduzione metano (lato Nord);

- 16) area calderine impianto termico spogliatoi ed uffici;
- 17) deposito bombole idrogeno unità 3;
- 18) deposito bombole idrogeno unità 41 sezione vapore del ciclo combinato;
- 19) magazzini;
- 20) piattaforma antincendio pontile;
- 21) piattaforma attracco pontile;
- 22) deposito bombole idrogeno per turbogas
- 23) area stazione riduzione metano (lato Sud);
- 24) Uffici, Sale manovra Unità da 110 MW e Unità da 320 MW, mensa, foresteria, portineria, spogliatoi;
- 25) Impianto di scarico e stoccaggio soluzione ammoniacale;
- 26) Impianto di strippaggio ammoniaca per Denox 41;
- 27) Impianto trattamento acque ammoniacali (ITAA);
- 28) Area trasformatori in olio, ad alta tensione, annessi ai due turbogas da 120 MW (trasformatori principali ed ausiliari);
- 29) Area turbogas 1 e 2 da 120 MW comprendente cabinati turbine, cabinati ausiliari, sala quadri centralizzata, diesel di emergenza, quadri elettrici e di automazione.
- 30) Stazione di ricarica navi cisterna
- 31) Area turbina a gas unità 62 del ciclo combinato comprendente cabinato turbina, trasformatori, G.V.R.
- 31) Area turbina a gas unità 63 del ciclo combinato comprendente cabinato turbina, trasformatori, G.V.R.

### ***Descrizione dell'impianto e delle apparecchiature antincendio***

L'impianto antincendio fisso della Centrale Ettore Majorana si può considerare suddiviso in due parti: una relativa all'area di levante dove sorgono le tre unità da 110 MW e l'altra relativa all'area di ponente dove sorgono l'unità 41 da 320 MW, il ciclo combinato unità 6 di recente realizzazione e le due unità turbine a gas 42 e 53 da 120 MW.

L'impianto **dell'area di levante** a sua volta si suddivide in tre sezioni:

- A)** sezione ad acqua di mare che protegge tutta l'area del parco nafta di levante;
- B)** sezione ad acqua dolce nebulizzata che protegge i trasformatori di alta tensione della stazione a 150 kV;

- C)** sezione a CO<sub>2</sub> per la protezione dei Ijungstrom sez. 3, dei cassoni olio turbina delle unità 1, 2, e 3 e del locale travaso olio turbine comune alle tre unità.

L'impianto **dell'area di ponente** a sua volta si suddivide in due sezioni:

- A)** sezione ad acqua di mare che protegge tutta l'area del parco nafta di ponente e del serbatoio acque oleose (ex gasolio per i turbogas);
- B)** sezione ad acqua dolce che protegge i trasformatori della stazione a 220 kV dei gruppi 4, del ciclo combinato e dei due turbogas, apparecchiature varie delle unità 41, ciclo combinato e turbogas, impianto stoccaggio ammoniaca, impianto strippaggio ammoniaca, etc...

Gli impianti dell'area di ponente comprendono anche rivelatori di fumo.

Nell'area di ponente si trovano inoltre impianti a polvere per la protezione dei cuscinetti turbine a vapore dell'unità 41 e del ciclo combinato ed impianti automatici a CO<sub>2</sub> per la protezione dei cabinati turbogas (di ripotenziamento e ciclo combinato) con relativi ausiliari. All'impianto antincendio fisso si aggiungono: il carro antincendio Silvani; due cannoncini mobili lancia-schiuma e trecento estintori nonché armadi con attrezzatura di emergenza, il cui contenuto e la cui dislocazione sono descritti successivamente.

#### Area di levante – Sezione A

Gli impianti di questa sezione, tutti a funzionamento manuale, sono:

- 1)** impianti a schiuma per la protezione dei serbatoio di gasolio, dei serbatoi di OCD. Tali impianti sono costituiti da: n. 4 serbatoi cilindrico della capacità complessiva di 22,5 m<sup>3</sup> che contengono il liquido schiumogeno per il serbatoi contenenti olio combustibile, gasolio e acque oleose; 24 eiettori proporzionatori di schiumogeno installati in prossimità dei serbatoi schiumogeno; 50 camere a schiuma installate sui serbatoi di combustibile; un sistema di miscelazione schiumogeno per i serbatoi di OCD costituito da un proporzionatore, una elettropompa ed una motopompa.
- 2)** impianti di raffreddamento ad acqua per la prevenzione incendi di ciascun serbatoio di gasolio e di ciascun serbatoio di OCD. Essi sono costituiti da: una tubazione ad anello completa di ugelli posta in corrispondenza della parte superiore del fasciame ed una tubazione ad anello posta in corrispondenza del tetto di ciascun serbatoio di combustibile;
- 3)** impianto a schiuma per la protezione della stazione di pompaggio, di travaso OCD e di spinta gasolio; esso è costituito da 6 barilotti da 50 l ciascuno di schiumogeno corredati di manichette e lance per schiuma e per acqua.

**4)** impianto a schiuma per la protezione dei bacini di contenimento dei serbatoi di OCD; esso è costituito da 1 barilotto da 50 lt di schiumogeno corredato di manichetta e lancia per schiuma e per acqua.

**5)** rete idrante costituita da colonnine, manichette, cassette e lance idriche che copre tutte le aree dei viali, della sala macchine quota 0 e della zona perimetrale lato FIAT, e bacino di contenimento serbatoi OCD n° 1, 2 e 3.

**6)** impianto ad acqua frazionata, ad intervento manuale, con rete di rivelazione a sprinkler posto a protezione dei serbatoi gasolio diesel di emergenza.

Gli impianti sopra descritti sono alimentati ad acqua di mare ma tenuti in pressione con acqua dolce fornita da due serbatoi sopraelevati ciascuno posto a 40 m dal suolo avente una capacità di 50 m<sup>3</sup> e dai quali aspirano le tre pompe antincendio, a comando manuale, che hanno le seguenti caratteristiche:

- due elettropompe a 380 V con portata di 240 m<sup>3</sup>/h ciascuna e prevalenza 10 ate.
- un diesel pompa con portata di 279 m<sup>3</sup>/h e prevalenza 10 ate.

Gli stessi impianti, previo azionamento manuale di una valvola, ricevono acqua di mare, prelevata con le medesime pompe, dalla vasca di carico del sistema acqua circolazione condensatore.

L'avviamento delle pompe e l'attivazione dei vari circuiti della sezione A dell'impianto sono a comando manuale.

#### Area di levante – Sezione B

L'impianto di questa sezione, destinato alla protezione dei trasformatori a 150 kV è composto da:

- 1)** un collegamento con la rete acqua dolce di ponente descritta a punto 4.3.2 sez. B;
- 2)** una rete di rivelazione a sprinkler;
- 3)** due compressori con alimentazione privilegiata per la pressurizzazione della rete di rivelazione.

Ogni trasformatore è protetto da un circuito di rivelazione e da un circuito di spegnimento incendio, che intervengono: automaticamente per rottura di uno sprinkler, oppure su telecomando dalla sala manovre, oppure localmente tramite apertura manuale di valvola scarico aria.

Nella sala manovre sono riportati anche l'allarme di bassa pressione circuito di rivelazione e quello di bassissima pressione; detta bassissima pressione determina automaticamente l'intervento dell'impianto antincendio ad acqua nebulizzata.

#### Area di levante – Sezione C

Gli impianti di questa sezione sono costituiti da:

- 1) una batteria di bombole a CO<sub>2</sub> da 40 kg poste a protezione del ljungstrom della unità termoelettrica 3;
- 2) una batteria di bombole a CO<sub>2</sub> da 40 kg poste a protezione di ciascun cassone olio lubrificazione turbine delle unità 1, 2, e 3;
- 3) una batteria di bombole a CO<sub>2</sub> da 40 kg poste a protezione del locale travaso olio lubrificazione turbine comune alle tre unità.

L'intervento di ogni singolo impianto avviene: con comando a distanza tramite apertura manuale della valvola posta sulla bombola pilota oppure localmente tramite comando a strappo delle valvole poste sulle prime due bombole di ciascuna batteria.

#### Area di ponente – Sezione A

Questa sezione antincendio funziona ad acqua di mare e protegge i seguenti impianti:

- 1) serbatoi OCD, serbatoio gasolio e serbatoi vuotamento oleodotto e acque oleose;
- 2) bacini di contenimento serbatoi OCD, serbatoio gasolio e serbatoio svuotamento oleodotto e serbatoi acque di zavorra;
- 3) stazione di pompaggio e travaso OCD;
- 4) stazione di pompaggio e travaso gasolio;
- 5) deposito olio lubrificanti;
- 6) serbatoi diesel antincendio acqua mare.

L'acqua di mare necessaria viene aspirata dal canale di scarico acqua mare mediante:

- 2 elettropompe a 6 kV da 1080 m<sup>3</sup>/h a 10 ate;
- 2 motopompe da 1080 m<sup>3</sup>/h a 10 ate;

Tutto il circuito antincendio è mantenuto in pressione a 10 ate da un autoclave da 3 m<sup>3</sup>, reintegrato da 2 elettropompe da 50 m<sup>3</sup>/h cadauna e da un compressore.

L'avviamento delle pompe avviene automaticamente per abbassamento di pressione sul collettore di mandata, provocato dall'apertura di utenze antincendio.

Tutti gli impianti protetti sono provvisti di rete di rilevazione a sprinkler che viene alimentata da quattro elettrocompressori posti nella cabina a schiuma.

I serbatoi di olio combustibile, i serbatoi di gasolio ed il serbatoio svuotamento oleodotto sono protetti da impianti di raffreddamento ad acqua ed a schiuma con intervento sia manuale sia automatico e con telecomando e segnalazione in sala manovre.

I bacini di contenimento dei predetti serbatoi sono protetti con sistema a schiuma ad intervento manuale e segnalazione in sala manovre.

La stazione di pompaggio e travaso OCD è protetta con sistema a schiuma ad intervento manuale e segnalazione in sala manovre.

La stazione di pompaggio e travaso gasolio è protetta da un sistema ad acqua frazionata ad intervento manuale e segnalazione in sala manovre.

Il deposito olio lubrificante è protetto con sistema ad acqua frazionata ad intervento sia manuale sia automatico e con telecomando e segnalazione in sala manovre.

I serbatoi gasolio diesel antincendio acqua mare sono protetti da un unico circuito di raffreddamento ad intervento sia manuale sia automatico e con telecomando e segnalazione in sala manovre

Le segnalazioni in sala manovre sono riportate su un unico quadro sinottico contenente anche i comandi a distanza.

Per la produzione di schiuma tutti gli impianti di questa sezione utilizzano un'unica centrale di miscelazione schiumogeno con acqua di mare costituita da:

- 2 serbatoi di schiumogeno da 15 m<sup>3</sup> cadauno;
- 1 premescolatore a portata variabile compresa tra 800 e 8.000 l/1' con dosaggio di schiumogeno in acqua al 6%;
- 2 elettropompe aventi la portata di 720 l/1' e 130 metri di prevalenza;
- 2 motopompe aventi la portata di 720 l/1' e 130 metri di prevalenza.

#### Area di ponente – Sezione B

Questa sezione di impianto antincendio funziona ad acqua dolce e protegge tutti i seguenti impianti:

- 1) trasformatori AT della stazione a 220 kV, trasformatori MT a 20 kV dei servizi ausiliari e trasformatori principali ed ausiliari dei quattro turbogas;
- 2) pompe alimento unità 41;
- 3) turboalternatori dell'unità 41 e della sezione vapore del ciclo combinato;
- 4) bunker idrogeno per l'unità 41 e per la sezione vapore del ciclo combinato;
- 5) serbatoi diesel di emergenza per l'unità 4 e per la sezione vapore del ciclo combinato;
- 6) impianti di combustione caldaia di quota bruciatori unità 41 e sezione vapore del ciclo combinato;
- 7) serbatoio gasolio diesel antincendio acqua dolce.
- 8) bunker idrogeno per i due turbogas;
- 9) zona travaso e stoccaggio soluzione ammoniacale;
- 10) diesel di emergenza e relativo serbatoio acque oleose, per i due turbogas;

**11)** sistema tenuto idrogeno per gli alternatori dei due turbogas.

L'impianto comprende inoltre una rete idranti lungo i viali principali, accanto ad uffici, magazzini, sala macchine, piani caldaie a varie quote, nonché ai parchi metano, all'impianto ITAA, nella area di stoccaggio e strippaggio ammoniacca, agli impianti di denitrificazione fumi e nella zona turbogas.;

L'acqua necessaria per l'alimentazione di questa sezione di impianto è fornita da:

- una elettropompa a 6 kV da 300 m<sup>3</sup>/h a 10 ate;
- una motopompa da 300 m<sup>3</sup>/h a 10 ate.

Il sistema è normalmente tenuto in pressione a 10 ate, da un autoclave costituito da 1 serbatoio da 50 m<sup>3</sup> ed 1 elettrocompressore; 2 elettropompe da 50 m<sup>3</sup>/h reintegrano il livello ed hanno anche la funzione di evitare l'intervento delle pompe principali da 300 m<sup>3</sup>/h per modeste richieste d'acqua.

La riserva di acqua dolce è costituita dai 2 serbatoi di acqua industriale da 2000 m<sup>3</sup> cadauno.

In caso di ulteriore fabbisogno di acqua, variando manualmente l'assetto dell'impianto, si può rendere disponibile il serbatoio di acqua demineralizzata da 2000 m<sup>3</sup> ed eventualmente collegare questo circuito con il circuito acqua mare della sezione A prima descritto.

L'intervento di ciascun impianto di queste sezioni avviene:

- a) automaticamente per rottura di uno sprinkler;
- b) a distanza tramite elettrovalvola telecomandata dalla sala manovre;
- c) localmente tramite apertura manuale della valvola di scarico aria.

Fanno eccezione l'impianto di allagamento bunker di idrogeno delle unità 41, unità 6 a vapore del ciclo combinato e dei turbogas, e l'impianto twin-agent di quota bruciatori dell'unità 41 il cui intervento è attuato tramite apertura manuale delle rispettive valvole.

Il servizio a polvere degli impianti twin-agent, si attiva aprendo manualmente la valvola delle bombole di azoto predisposte per la pressurizzazione del serbatoio della polvere.

Tutti gli allarmi ed i principali comandi sono riportati sullo stesso quadro sinottico posto in sala manovre descritto nella precedente sezione A.

La limitazione della diffusione degli effetti delle fiamme e del calore di un incendio sui trasformatori si attua mediante una opportuna sistemazione delle apparecchiature: lo "stallo" in cui è installato ogni trasformatore è delimitato da muri in cemento armato, che evitano che le fiamme di un incendio investano un'altra macchina.

L'impianto antincendio dell'area di Ponente, comprende anche un sistema di rivelazione avente la funzione di segnalare la presenza di un eventuale principio di incendio nei vassoi portacavi e sui quadri elettrici.

Esso si compone di:

- 1) una centralina di segnalazione con schema sinottico in cui compare l'allarme acustico e luminoso in caso di rivelazione incendio con indicazione del luogo interessato;
- 2) una rete di rivelatori di fumo ottici, ovvero tramite cavo termosensibile, distribuiti sulle zone protette.

### **Impianto antincendio PONTILE**

Il pontile di attracco delle navi cisterne è munito di un proprio impianto antincendio; esso essenzialmente si compone di:

- 1) sistema di riempimento e pressurizzazione linee;
- 2) stazione di pompaggio dell'acqua di mare costituita da:
  - 1 elettropompa sommersa con portata di 78 m<sup>3</sup>/h alla pressione di 8,5 ate.
  - 1 elettropompa verticale con portata di 1400 m<sup>3</sup>/h alla pressione di 12 ate;
  - 1 motopompa verticale con portata di 1400 m<sup>3</sup>/h a pressione di 12 ate;
- 3) stazione di pompaggio schiumogeno costituita da:
  - 1 serbatoio di schiumogeno da 42 m<sup>3</sup> tipo AFFF HYDRAL;
  - 1 elettropompa da 75 m<sup>3</sup>/h alla pressione di 13,5 ate;
  - 1 motopompa da 75 m<sup>3</sup>/h alla pressione di 13,5 ate;
  - 1 serbatoi gasolio da 3 m<sup>3</sup>;
  - 2 quadri di comando e controllo;
- 4) rete idranti.

La passerella di collegamento tra la piattaforma di ormeggio e la piattaforma antincendio, arretrata verso terra di circa 150 m, può all'occorrenza essere protetta da una cortina di acqua.

Sulla piattaforma di ormeggio si trovano un cannoncino lancia schiuma telecomandato con una gittata di 50 m, tre cannoncini di raffreddamento orientabili.

### **5) Rivelazione incendi**

Rete di rivelazione incendio installata nelle piattaforme di attracco ed antincendio.

Sistema di rilevazione video costituito da 2 telecamere per ogni piattaforma.

La rete di rivelazione e le telecamere forniscono le informazioni a sistemi di ricezione ubicati nella sala controllo delle sezioni da 320 MW.

### **AC6 - Impianto di trattamento e demineralizzazione acqua per uso industriale.**

L'impianto di demineralizzazione, preposto a produrre acqua purificata per il ciclo termico, è costituito da due linee di produzione, una normalmente in produzione e l'altra in rigenerazione, ciascuna capace di produrre in un ciclo di 8 ore, circa 160 m<sup>3</sup> di acqua demineralizzata.

L'acqua in ingresso (il distillato degli evaporatori fuori ciclo) ha delle caratteristiche tali da richiedere l'esercizio dei soli letti misti con resine a scambio ionico.

La parte rimanente dell'impianto è messo fuori servizio ed in conservazione.

### **AC7 – Evaporatori fuori ciclo.**

Gli evaporatori sono del tipo a flash multistadio, che utilizzando il vapore ausiliario proveniente dalle unità, destalinizzano l'acqua di mare ed il distillato ottenuto è inviato in ingresso ai letti misti dell'impianto di demineralizzazione

### **AC8 - Impianto trattamento acque reflue**

Gli impianti di trattamento delle acque reflue della Centrale sono:

- Acque inquinabili da oli (DO);
- Acque acide e/o alcaline (ITAR);
- Acque sanitarie (TAS);
- Acque ammoniacate (ITAA).

#### Acque inquinabili da oli

Tutte le acque industriali e meteoriche, potenzialmente inquinabili da oli, sono inviate tramite una rete di raccolta all'impianto DO.

È prevista la possibilità di accumulare le acque in serbatoio di stoccaggio.

Le acque confluiscono in una vasca di raccolta e sollevamento dove l'olio, eventualmente presente, è raccolto per mezzo di sistemi di recupero.

Le acque della suddetta vasca sono inviate ad un disoleatore basato sul principio fisico di separazione di due liquidi a peso specifico differente.

La miscela acqua – olio, raccolta in superficie, è estratta ed inviata ad un serbatoio dotato di sistema di riscaldamento per il recupero diretto dell'olio.

Il liquido può essere inviato:

- a monte della linea secondaria acque acide e/o alcaline;
- ai filtri a carbone attivi per un'ulteriore azione disoleante a valle della quale è inviato al trattamento acque acide/alcaline.

#### Acque acide e/o alcaline

Le acque reflue industriali (acide/alcaline) e quelle provenienti dalla linea di disoleazione, sopra descritta, confluiscono in una vasca di raccolta e sollevamento e da qui sono inviate all'impianto di trattamento o accumulate in appositi serbatoi.

La linea è costituita da sistemi di dosaggio dei reagenti (calce, polielettrolita, cloruro ferrico e acido solforico), da vasche di reazione, da un chiarificatore, da un filtro pressa per la separazione dei fanghi e da una vasca finale di correzione del pH.

Il liquido effluente può essere:

- ricircolato a monte della linea secondaria acque acide e/o alcaline, nel caso il refluo da scaricare non rientri nei parametri di legge;
- inviato ai filtri a sabbia a valle dei quali può essere scaricato
- recuperato inviandolo ai serbatoi di stoccaggio acque industriali previo additivazione di ipoclorito di sodio ed antincrostante.

#### Acque sanitarie

Le acque dei servizi igienici, degli spogliatoi ecc. della Centrale sono raccolte in una rete fognaria ed inviate alla linea biologica (impianto di ossidazione totale a fanghi attivi).

La linea sopra descritta è costituita da una vasca di aerazione, una vasca di chiarificazione per la reazione aerobica di depurazione biologica, e da una vasca di sedimentazione dei fanghi prodotti dal processo.

L'acqua, dopo trattamento con impianto di sterilizzazione a raggi UV, è inviata alla linea di trattamento delle acque acide/alcaline.

Una parte dei fanghi prodotti è ricircolata alla vasca di aerazione, mentre la parte che si deposita nel sedimentatore è estratta, periodicamente, ed inviata al filtro pressa dell'impianto TAR per la disidratazione.

#### Acque ammoniacate

I reflui da trattare sono prodotti principalmente dagli impianti di denitrificazione catalitica dei fumi installati sull'unità 41.

Altri reflui da trattare provengono:

- dall'area stoccaggio ed alimentazione dell'ammoniaca in soluzione;
- dalla vaporizzazione dell'ammoniaca in soluzione;
- dal lavaggio dei preriscaldatori d'aria e, se richiesto, da altre apparecchiature del circuito gas;
- dalla rigenerazione delle resine cationiche dell'impianto trattamento condensato.

L'impianto trattamento acque ammoniacali (ITAA) può trattare una portata di progetto di 10 m<sup>3</sup>/h, ed è gestito in funzionamento discontinuo, sfruttando le capacità di accumulo di serbatoi allo scopo dedicati.

L'impianto è costituito da:

- una sezione di accumulo, composta di due serbatoi da 2.000 m<sup>3</sup> per l'accumulo delle acque di lavaggio componenti e da due serbatoi da 250 m<sup>3</sup> per gli altri reflui;
- una sezione, a due stadi, per il dosaggio di latte di calce necessaria per raggiungere nel primo stadio il valore ottimale del pH.
- una sezione intermedia dove il refluo è trattato con una soluzione di carbonato di sodio al valore di 8%. La sedimentazione avviene con formazione di fanghi nel chiarificatore; da qui i fanghi vengono estratti ed inviati all'ispessitore prima della successiva filtrazione con filtro pressa.
- una sezione di distillazione, dove l'ammoniaca viene estratta in controcorrente con l'ausilio di vapore immesso nel fondo colonna. Il flusso di vapore arricchito di ammoniaca, condensato in apposito condensatore, forma una soluzione ammoniacale con contenuto minimo di ammoniaca del 20%, che viene inviata ai serbatoi di stoccaggio dell'impianto di denitrificazione.

L'acqua del fondo colonna, con contenuto di ammoniaca inferiore a 15 mg/l, è inviata in pressione all'impianto di trattamento acque reflue della centrale (ITAR) per essere ulteriormente trattata.

### **AC9 - Laboratorio Chimico**

Il personale del laboratorio chimico svolge i controlli analitici d'impianto ed in particolare le verifiche sugli scarichi idrici secondo procedure del sistema di gestione ambientale.

Si occupa inoltre delle problematiche chimiche, di controllo del processo e dei combustibili.

### **AC10 - Attività manutentive**

Tutte le attività di manutenzione svolte in centrale sono coordinate da un capo sezione manutenzione che sovrintende a tutte le attività operative di natura meccanica, civile, elettrica e di automazione svolte dal personale Enel inserito nelle rispettive linee specialistiche o dalle ditte in appalto.

Egli coordina, inoltre, le attività svolte dalla linea programmazione per la gestione dei programmi di manutenzione e delle richieste di lavoro inerenti agli interventi in accidentale per tutte le unità operative dell'impianto.

Sotto il profilo ambientale le responsabilità del capo sezione sono:

- l'assegnazione delle priorità agli interventi manutentivi secondo la procedura SAP, che tiene anche conto delle urgenze in relazione a possibili effetti ambientali;
- la valutazione, in collaborazione con il personale di esercizio della validità e la frequenza degli interventi a programma per assicurare l'efficienza ambientale dei macchinari e delle apparecchiature;
- l'assicurazione, la disponibilità e la validità delle misure e dei dati elaborati dai sistemi automatici riguardanti i parametri chimico fisici del processo che sono importanti per l'ambiente e dei sistemi di monitoraggio degli effetti ambientali.

In caso di modifiche impiantistiche progettate a livello di impianto egli valuta le incidenze ambientali in collaborazione con la sezione Esercizio e fissa di concerto con la Direzione gli obiettivi da raggiungere con il progetto.

In caso di attività affidate a terzi (società esterne o interne al Gruppo Enel) valuta con il capo sezione esercizio, le possibili interazioni con l'ambiente ed evidenzia l'opportunità di seguire specifiche procedure atte a minimizzare l'incidenza ambientale .

Il personale della sezione manutenzione, ognuno per le parti di propria competenza, è regolarmente formato sugli obiettivi ambientali aziendali e sulle procedure operative (es. gestione dei rifiuti), conformemente a quanto prescritto dal sistema di gestione ambientale. Specificatamente alla gestione dei rifiuti, questa è gestita da personale di manutenzione a cui è affidato il controllo della fase di formazione dei rifiuti, tanto per i rifiuti generati da attività svolte direttamente dai reparti, quanto per i rifiuti generati da terzi nell'ambito delle attività effettuate presso gli impianti di competenza.

Nel caso di attività affidate a terzi si considera di norma produttore dei rifiuti (salvo pattuizioni diverse ed indipendentemente da chi si assume l'onere economico dello smaltimento):

- l'appaltatore, quando è la sua attività professionale ad originare i rifiuti;
- la Centrale, quando non è direttamente l'attività professionale dell'appaltatore a generare il rifiuto, bensì la produzione del rifiuto è l'oggetto dell'attività appaltata (es. smaltimento di macchinari obsoleti).

### **AC11 – Prelievo e restituzione acqua mare di raffreddamento ciclo termico**

L'acqua di mare, per la condensazione del vapore ed il raffreddamento di altre apparecchiature ausiliarie, viene prelevata attraverso l'opera di presa subendo nel passaggio nei condensatori un innalzamento di temperatura.

L'acqua di mare, alla presa, è additivata, se necessario, con ipoclorito di sodio in soluzione al fine di limitare il deposito nei canali e nei condensatori del "fouling-marino".

Il dosaggio di ipoclorito è determinato dalla portata di acqua di mare e dalla "domanda di cloro" preliminarmente effettuata sull'acqua in ingresso nonché al valore misurato di cloro residuo allo scarico.

L'acqua prelevata viene preventivamente filtrata attraverso un sistema di griglie; le prime, poste all'opera di presa, con funzione anti-uomo; le seconde, a maglia più fine, all'uscita dei dissabbiatori prima dell'ingresso del condotto che va ai condensatori, con funzione di rimozione di corpi ed oggetti estranei presenti nell'acqua di mare. Le sostanze sgrigliate vengono rimosse e smaltite mentre l'acqua di mare per il lavaggio griglie viene restituita direttamente attraverso il canale di scarico.

La quantità d'acqua di raffreddamento dell'unità 3 è pari a 7 m<sup>3</sup>/sec, mentre per ciascuna delle unità 41 e 6 è pari a 11 m<sup>3</sup>/sec, per un totale di 29 m<sup>3</sup>/sec circa.

Oltre che per la condensazione e per il raffreddamento in altri scambiatori, l'acqua di mare viene utilizzata per gli evaporatori fuori ciclo (produzione acqua industriale).

### **AC12 – Stoccaggio rifiuti**

I rifiuti producibili in Centrale derivano dalle attività di esercizio e manutenzione dell'impianto e sono classificabili in:

- rifiuti speciali pericolosi
- rifiuti speciali non pericolosi

Al fine di gestire le quantità di rifiuti prodotte, sono stati realizzate alcuni depositi destinati allo stoccaggio temporaneo.

Tutte le piazzole destinate allo stoccaggio dei rifiuti sono realizzate opportunamente al fine di evitare la contaminazione del suolo.

L'impianto ha ottenuto l'autorizzazione con l'Ordinanza n. 181 del 25.02.04 emessa dal Commissario Regionale Straordinario per i Rifiuti per i depositi preliminari per le tipologie e le quantità di seguito elencati in codici CER:

- 170601 materiali isolanti contenenti amianto  
per complessivi kg 20.000/anno

- 130301 oli isolanti e termoconduttori contenenti PCB;
- 160209 trasformatori e condensatori contenenti PCB;
- 150202 assorbenti, materiali filtranti, stracci, indumenti protettivi contaminati da PCB per complessivi kg 9.000/anno.

Il periodo massimo di stoccaggio consentito è di mesi sei.

Per quanto riguarda altre tipologie di rifiuti sono stati realizzati n. 20 depositi (vedi planimetria allegata B 22.1 e relativa scheda B 12) con i limiti quantitativi e temporali consentiti per il deposito temporaneo secondo le definizioni del Dlgs 152/06.

## **6. Aspetti ambientali**

Gli aspetti ambientali dell'impianto Ettore Majorana di Termini Imerese che possono avere una interazione in maniera diretta od indiretta con l'ambiente esterno sono:

- emissioni in atmosfera;
- produzione di rifiuti;
- comparto acque;
- impiego di materiali e sostanze;
- efficienza energetica;
- utilizzo di risorse naturali;
- gestione delle emergenze;
- rumore esterno.

### **6.1 Emissioni in atmosfera**

Le emissioni in atmosfera derivano dal processo di combustione che avviene nelle caldaie e sono costituite essenzialmente, in ordine di percentuale volumetrica: CO<sub>2</sub>, vapor d'acqua, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO e polveri.

Va infine considerata la presenza nelle emissioni di minime quantità di IPA (idrocarburi policiclici aromatici).

Le sostanze presenti in tracce sono, per la maggior parte, assorbite nel particolato solido e pertanto la presenza di un efficace sistema di abbattimento delle polveri comporta una

drastica riduzione dei quantitativi che in linea teorica possono essere emessi, considerando le caratteristiche chimiche del combustibile impiegato.

Le emissioni in atmosfera derivanti invece dal processo di combustione che avviene nelle turbine a gas sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ), monossido di carbonio (CO) e anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ); con l'impiego del gas naturale risultano nulle le emissioni di biossido di zolfo e praticamente nulle quelle di polveri.

Le emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso camini con le seguenti caratteristiche:

- camino n. 1 Unità 3 alto 70 m
- camino n. 2 Unità 41 alto 190 m
- camino n. 3 gruppo 62 alto 90 m
- camino n. 4 gruppo 63 alto 90 m (in fase di costruzione)
- camino n. 5 Unità 53 alto 35 m
- camino n. 6 Unità 42 alto 100 m

### **Limiti di emissione**

I limiti alle emissioni della Centrale di Termini Imerese riportati nei Decreti autorizzativi rilasciati dagli Enti Locali, sono:

#### **Unità 3**

- $\text{SO}_2$  1700  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)
- $\text{NO}_x$  650  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)
- Polveri 50  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)
- CO 250  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)

#### **Unità 41**

- $\text{SO}_2$  400  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)
- $\text{NO}_x$  200  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)
- Polveri 50  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)

- CO 250 mg/Nm<sup>3</sup> come media mensile di unità (720 ore di normale funzionamento)

#### **Unità Turbogas 42**

- NO<sub>x</sub> 150 mg/Nm<sup>3</sup> (determinato come indicato al successivo punto 1))
- CO 100 mg/Nm<sup>3</sup> (determinato come indicato al successivo punto 2))

#### **Unità 6 Ciclo combinato**

Per quanto riguarda i due turbogas del ciclo combinato i relativi Decreti autorizzativi rilasciati dall'Assessorato Regionale dell'Industria prevedono limiti alle emissioni diversi:

##### Gruppo turbina a gas 62

- NO<sub>x</sub> 50 mg/Nm<sup>3</sup> (determinato come indicato al successivo punto 1))
- CO 50 mg/Nm<sup>3</sup> (determinato come indicato al successivo punto 2))

##### Gruppo turbina a gas 63

- NO<sub>x</sub> 40 mg/Nm<sup>3</sup> come media oraria  
30 mg/Nm<sup>3</sup> come media giornaliera da applicare in condizioni di funzionamento stabile per potenze di esercizio superiori al 70% della potenza nominale
- CO 30 mg/Nm<sup>3</sup> come media oraria

1) *valori di concentrazione limite degli NO<sub>x</sub>: valore medio giornaliero delle concentrazioni orarie rilevate durante l'effettivo funzionamento della sezione con carico superiore al minimo tecnico, come definito al punto 1.4 dell'Allegato al DM 21/12/1995; ciascun valore di concentrazione oraria non sarà superiore al 125% di tale limite (187.5 mg/Nm<sup>3</sup> per la sezione 42 e 62.5 mg/Nm<sup>3</sup> per la sezione 62);*

2) *valori di concentrazione limite di CO: valore medio giornaliero delle concentrazioni orarie rilevate durante l'effettivo funzionamento della sezione con carico superiore al minimo tecnico; ciascun valore di concentrazione oraria non sarà superiore al 125% di tale limite (125 mg/Nm<sup>3</sup> per la sezione 42 e 62.5 mg/Nm<sup>3</sup> per la sezione 62);*

I suddetti limiti sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi pari al 3% vol s.s. per le sezioni 3 e 41 e pari al 15% vol s.s. per le sezioni turbogas 42 e 6.

#### **Emissioni di SO<sub>2</sub>**

L'emissione di SO<sub>2</sub> è dovuta all'ossidazione dello zolfo contenuto nel combustibile. Il processo produttivo non prevede un sistema di abbattimento di questo inquinante, pertanto il controllo della emissione si effettua attraverso contenimento della

concentrazione di zolfo nell'olio combustibile che normalmente presenta valori al di sotto dell'1%.

### ***Emissioni di NOx***

Le emissioni degli ossidi di azoto (NO ed NO<sub>2</sub>) sono dovute dalla ossidazione dell'azoto atomico (N) che è legato alle sostanze organiche presenti nel combustibile ed alla ossidazione dell'azoto atmosferico (N<sub>2</sub>) introdotto con l'aria comburente (questa ossidazione è possibile solo ad elevate temperature praticamente solo nei punti più caldi della fiamma dove l'azoto molecolare N<sub>2</sub> viene spezzato come azoto atomico N).

Per limitare l'emissione di questo inquinante sull'unità 41 è stato installato il denitrificatore catalitico (DeNOx) che, utilizzando ammoniaca (NH<sub>3</sub>), trasforma gli ossidi di azoto (NOx) in azoto molecolare (N<sub>2</sub>) ed acqua, la reazione avviene a temperature superiori a 350°C in presenza di un opportuno catalizzatore.

L'iniezione di ammoniaca è regolata da un sistema di controllo che adegua la quantità di ammoniaca in funzione della misura degli ossidi a monte e valle del reattore. Per verificare il corretto funzionamento di tutto il sistema, è misurata in continuo l'ammoniaca non reagita nei fumi. Periodicamente è verificato lo stato del catalizzatore.

Oltre all'abbattimento finale i valori di emissione di NOx sono controllati anche mantenendo ai livelli più bassi possibile le quantità che si formano in caldaia. Ciò si ottiene gestendo correttamente un particolare sistema di bruciatori installato in occasione degli interventi di adeguamento ambientale, si tratta dei cosiddetti bruciatori BOSS che mantenendo relativamente basse le temperature di fiamma contengono la formazione degli ossidi di azoto.

Sull'unità 3 sono stati installati appositi bruciatori tipo OFA che presentano mediamente temperature basse rispetto a quelle necessarie per la dissociazione delle molecole di N<sub>2</sub>. Ciò consente di prevenire la formazione degli ossidi di azoto entro il valore limite prescritto di 650 mg/Nm<sup>3</sup> per l'unità 3.

### ***Emissioni di Polveri***

Per l'abbattimento delle polveri, costituite essenzialmente dalle ceneri leggere di olio combustibile, si usano depolverizzatori meccanici a cicloni sull'unità 3 e captatori elettrostatici (elettrofiltri) sull'unità 41.

In quelli meccanici le particelle vengono fatte transitare all'interno di una serie di cicloni meccanici che imprimono una velocità centrifuga tale da farle precipitare sul fondo della tramoggia dove poi vengono estratte.

Nell'elettrofiltro invece le particelle vengono fatte transitare all'interno di un intenso campo elettrico, la disposizione degli elettrodi che generano il campo è tale che una prima serie elettrizza le particelle ed una seconda serie, di segno opposto, le attira e le fa precipitare mediante scuotimento sul fondo dell'apparecchiatura da dove vengono estratte per via pneumatica. Questa apparecchiatura ha una efficienza di abbattimento superiore al 99%. I sistemi di controllo delle emissioni sono evoluti nel corso degli anni, passando progressivamente dagli strumenti dedicati al semplice monitoraggio della combustione all'adozione di strumentazioni più complesse, installate per il controllo e la registrazione in continuo delle emissioni.

Per verificare il rispetto dei valori di emissione autorizzati sono installati analizzatori in continuo inseriti in un sistema di monitoraggio capace di acquisire registrare e trasmettere le misure secondo le disposizioni tecniche previste dal DM 21/12/95. Le modalità di gestione del sistema di monitoraggio sono state stabilite attraverso un apposito "Manuale di Gestione del sistema di monitoraggio delle emissioni".

Nel caso di malfunzionamenti degli impianti di abbattimento si applicano procedure concordate e comunicate agli Enti competenti

Sull'impianto sono inoltre presenti altri punti di emissioni in atmosfera, che per la loro natura e quantità sono classificabili come poco significativi:

- caldaia ausiliaria
- caldaia riscaldamento edifici logistici;
- 6 diesel dei gruppi elettrogeni di emergenza;
- 4 diesel motopompe antincendio;
- sfiati serbatoi olio combustibile e gasolio
- sfiati serbatoi reagenti chimici
- sfiati sistema raffreddamento alternatori (H<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>)
- sfiati estrattori vapori da cassa olio lubrificazione turbine

## **6.2 Produzione rifiuti**

I rifiuti producibili dall'impianto di Termini Imerese derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio dell'impianto e sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ceneri leggere di OCD e polveri di caldaia, ferro e acciaio, materiali assorbenti e stracci, imballaggi, fanghi prodotti dal trattamento delle acque reflue, rivestimenti e materiali refrattari, materiale isolante;

- rifiuti speciali pericolosi: oli esauriti da motori, altri rifiuti oleosi costituiti da materiale assorbente e filtrante, materiali isolanti contenenti amianto, accumulatori al piombo, trasformatori e condensatori contenenti PCB, altri materiali isolanti contenenti sostanze pericolose.

Vengono inoltre prodotti rifiuti urbani non pericolosi provenienti dai locali dei servizi logistici che sono conferiti al servizio di raccolta comunale.

I rifiuti sono depositati in apposita area, in parte coperta, (vedi planimetria B 22.1) e le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

### **6.3 Comparto acque**

#### Approvvigionamento delle acque

L'impatto considerato è il consumo di risorse idriche.

L'acqua è necessaria per la condensazione del vapore del ciclo termico (raffreddamento), per l'integrazione del ciclo termico (produzione di vapore con acqua demineralizzata) e per una molteplicità di servizi di processo quali: lavaggi delle apparecchiature, antincendio, raffreddamento dei macchinari ausiliari, ecc.

E' inoltre necessaria acqua potabile per i servizi generali d'impianto.

L'acqua di mare per il raffreddamento dei condensatori delle unità dell'impianto e per altri servizi di processo viene attinta dal Mar Tirreno e tramite un sistema di canali di prelievo trasferita in centrale.

L'acqua per i servizi di processo viene anche prelevata da un acquedotto consortile presente in nell'Agglomerato per lo Sviluppo Industriale di Termini Imerese.

L'approvvigionamento di acqua potabile è realizzato con un allacciamento all'acquedotto AMAP.

Il consumo di acque è tenuto sotto controllo tramite un bilancio idrico aggiornato annualmente.

#### Scarichi idrici

Come già precedentemente descritto, l'area d'impianto è dotata di appositi reticoli fognari separati che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti:

- acque industriali inquinabili da oli
- acque industriali inquinabili da sostanze acide/alcaline
- acque meteoriche inquinabili da oli minerali;
- acque meteoriche inquinabili da sostanze acide/alcaline

- acque sanitarie;
- acque meteoriche non inquinate.

I diversi reticoli conducono le acque a sistemi di trattamento specifici per la tipologia di possibili sostanze contenute nelle acque.

Tali presidi permettono di assicurare il trattamento ottimale e specifico degli eventuali inquinanti contenuti nelle acque.

#### Impianto trattamento acque reflue

Tutte le acque potenzialmente inquinate sia da oli che da sostanze acide/alcaline sono recapitate in una vasca di raccolta. Da questa vasca i reflui possono essere inviati direttamente al trattamento oppure possono essere provvisoriamente depositati in due serbatoi di accumulo, rispettivamente da 2.800 m<sup>3</sup> e da 1.200 m<sup>3</sup>.

Il trattamento, la cui capacità massima è di 300 m<sup>3</sup>/h, prevede due vasche in serie per la alcalinizzazione mediante dosaggio di calce. Per favorire la flocculazione vengono pure dosati polielettrolita e cloruro ferrico.

I liquidi così trattati vengono inviati in un chiarificatore dove avviene la precipitazione delle sostanze in sospensione e la separazione dell'acqua depurata. Tale acqua è inviata quindi ad un sistema di correzione del pH per l'eventuale post neutralizzazione, ad una batteria di filtri a sabbia per l'abbattimento della torbidità e ad un sistema di controllo finale automatico prima dell'avvio allo scarico.

#### Corpo idrico ricettore

Le acque reflue derivanti dall'impianto di trattamento sono scaricate nel Mar Tirreno attraverso un canale a pelo libero di proprietà Enel.

Si avranno quindi giorni con recapito pari a zero e giorni con portate più elevate in relazione alle precipitazioni atmosferiche.

#### Autorizzazione scarichi idrici

Lo scarico delle acque reflue dell'impianto è autorizzato dal Comune di Termini Imerese con Determinazione Dirigenziale n. 111/04 del 06.07.2004 avente validità fino al 05.07.2008.

## **6.4 Impiego di materiali e sostanze**

### ***Utilizzo di materiali e prodotti chimici per il processo e per i servizi***

Come additivi di processo e per le attività di servizio (trattamento delle acque e manutenzione) si utilizzano materiali e prodotti chimici, alcuni dei quali risultano classificati pericolosi secondo il D.M. 28/4/97 (Acidi, idrossido di sodio, calce, ecc).

L'utilizzo di queste sostanze è soggetto all'applicazione delle precauzioni indicate nelle relative schede di sicurezza. Per l'acquisto è adottata una procedura operativa volta al controllo ed alla riduzione delle sostanze pericolose introdotte nell'impianto.

- L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento degli alternatori per le proprietà di buon conduttore termico.
- L'anidride carbonica viene impiegata come gas inerte di "spiazzamento" dell'idrogeno nelle fasi di riempimento e svuotamento dell'alternatore, è inoltre presente come estinguente in molti estintori, sia fissi che mobili.
- L'ossigeno e l'acetilene sono utilizzati per la saldatura. Si utilizzano inoltre gas puri per le analisi di laboratorio.

Tutti i gas sono depositati in box costruiti secondo le norme di sicurezza applicabili.

- Le attività di verniciatura e sverniciatura sono da considerare saltuarie. Esse sono affidate a ditte esterne che provvedono direttamente all'acquisizione dei prodotti necessari ed allo smaltimento dei residui.
- Relativamente all'uso di oli lubrificanti e di comando le quantità in gioco sono relativamente rilevanti, ma limitate ad aree di impianto pavimentate e con adeguati sistemi di convogliamento e raccolta.
- L'olio dielettrico prevalentemente contenuto nei trasformatori elettrici. La sostituzione dell'olio è un intervento raro, le quantità rabboccate sono irrisorie rispetto alle quantità impiegate.

Sull'impianto sono ancora presenti 16 trasformatori che contengono olio contaminato da PCB, il cui completo smaltimento ai sensi del D.Lgs 209/1999 è previsto entro il 31.12.2009

- L'esafioruro di zolfo è utilizzato per le sue elevate proprietà dielettriche in numerose apparecchiature (interruttori, quadri elettrici, ecc ).

I cicli produttivi dell'impianto Ettore Majorana non utilizzano altre sostanze o materiali, oltre al gas naturale utilizzato per l'alimentazione delle turbine a gas, all'olio combustibile per l'alimentazione delle caldaia delle unità 3 e 41 e modeste quantità di gasolio impiegate da taluni servizi ausiliari e di emergenza (gruppo elettrogeno, diesel di lancio, motopompa antincendio, caldaia riscaldamento), che sono descritti nel paragrafo *"Utilizzo di risorse naturali"*.

## **6.5 Efficienza energetica**

L'impianto Ettore Majorana è destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica e pertanto l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo sono fattori di principale rilevanza per questa tipologia di impianto.

L'impianto se pur nella sua complessità è di concezione moderna e con prestazioni termodinamiche valide per la classe di appartenenza.

Esso inoltre risulta indispensabile alla sicurezza di funzionamento della rete elettrica della Sicilia Occidentale nonché nazionale.

Per misurare l'efficienza energetica dell'impianto si utilizza come indicatore il consumo specifico netto dell'impianto: kcal contenute nel combustibile impiegato/kWh netti prodotti.

La misura di quanto calore sia possibile trasformare in energia elettrica attraverso un impianto termoelettrico è fornita dal rendimento energetico dell'impianto che sta a rappresenta semplicemente la percentuale di calore trasformata in energia elettrica ed immessa in rete, rispetto al calore ottenuto dal combustibile bruciato.

Il rendimento energetico complessivo dell'impianto risulta pari al 42,5 % per l'anno 2005 ed è in forte crescita tenuto conto delle ultime trasformazioni che l'impianto sta realizzando (37,5% nel 2003 e 37,7 nel 2004).

Vanno comunque evidenziati i differenti valori di rendimento che sono più alti per i cicli combinati, mentre per gli impianti a vapore tradizionale possono essere raggiunti valori modesti. L'impianto Ettore Majorana il rendimento dell'unità 6 a ciclo combinato è infatti pari a circa il 52,7 % contro il rendimento pari a 35,1 % delle rimanenti unità dell'impianto.

Occorre quindi sottolineare che le prestazioni energetiche sono fortemente influenzate sia dal ciclo termodinamico utilizzato, sia anche dal numero di avviamenti effettuati in corso d'anno. Infatti in avviamento si ha comunque un consumo di combustibile a fronte di ridotta produzione di energia elettrica.

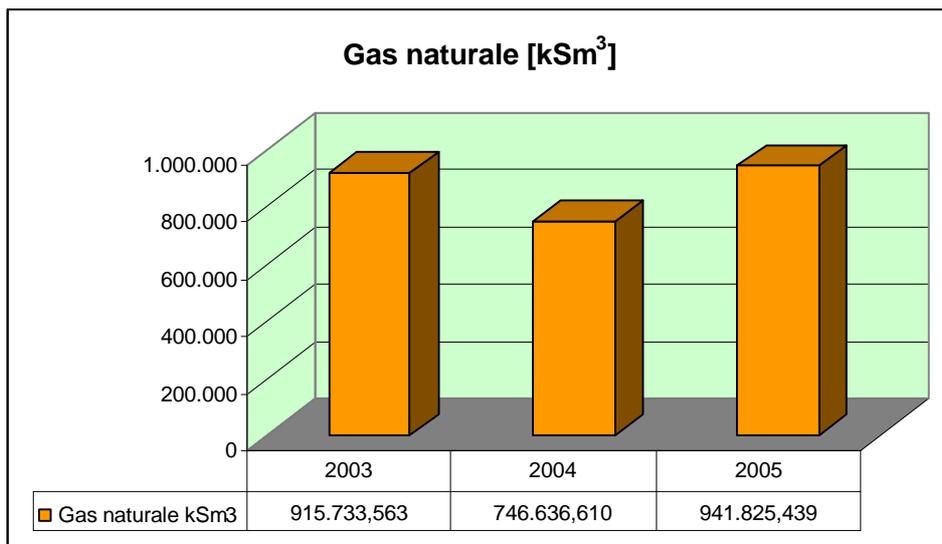
Le prestazioni energetiche sono inoltre influenzate dalla durata e frequenza delle modulazioni richieste in esercizio a fronte dell'avvio della borsa elettrica.

## **6.6 Utilizzo di risorse naturali**

### Gas naturale

Il gas naturale è utilizzato sull'impianto per la produzione di energia elettrica ed è proveniente esclusivamente dalla SNAM Rete Gas.

I consumi di gas naturale sono strettamente collegati all'energia elettrica prodotta dall'impianto, a sua volta, come già più volte detto, correlato alla richiesta di energia da parte della rete.

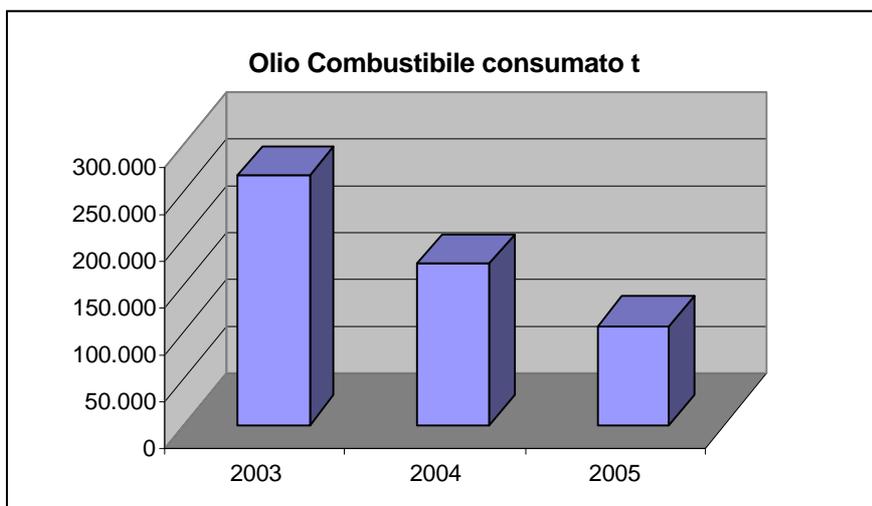


### Olio combustibile

L'impatto considerato è il consumo di risorse energetiche.

Si tratta di combustibile proveniente da vari paesi.

I consumi negli anni più recenti sono riportati nel grafico.



### Gasolio

L'impatto considerato è il consumo della risorsa idrocarburi.

Il gasolio viene utilizzato come combustibile sia in situazioni di avviamento unità da freddo. Inoltre un modesto utilizzo si ha in emergenza per il funzionamento dei diesel del gruppo elettrogeno e della motopompa antincendio. O durante le prove di funzionamento.

Il consumo di gasolio per la produzione è sottoposto a tassazione specifica. Per tale motivo i rifornimenti ed i consumi sono registrati su un apposito registro fiscale sottoposto a controllo UTF.

L'approvvigionamento del gasolio in Centrale avviene tramite autobotti.

### Uso dell'acqua a fini produttivi.

L'impatto considerato è il consumo di risorse idriche.

L'acqua è necessaria per la condensazione del vapore del ciclo termico (raffreddamento), per l'integrazione del ciclo termico (produzione di vapore con acqua demineralizzata) e per una molteplicità di servizi di processo quali: lavaggi delle apparecchiature, lavaggio del circuito lato fumi delle caldaia, antincendio, raffreddamento dei macchinari ausiliari, ecc.

E' inoltre necessaria acqua potabile per i servizi generali d'impianto.

L'acqua per il raffreddamento dei condensatori delle unità dell'impianto e per altri servizi di processo viene attinta dal Mare Tirreno tramite il sistema di prelievo, filtraggio e pompaggio.

L'acqua per i servizi di processo viene anche prelevata da acquedotto consortile della zona Industriale di Termini Imerese.

L'acqua potabile viene invece derivata dall'acquedotto del comune di Termini Imerese.

Il consumo di acque è tenuto sotto controllo tramite un bilancio idrico aggiornato annualmente.

## **6.7 Gestione delle emergenze**

L'emergenza maggiormente significativa riscontrabile è la possibilità di incendio.

Il personale chiamato ad intervenire in loco (squadre appositamente addestrate) è in possesso di attestato di idoneità per l'espletamento delle attività di addetto al servizio di prevenzione e protezione antincendio (rischio elevato) rilasciato dal Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Palermo ed ha frequentato le specifiche azioni formative previste dalla normativa vigente.

Sono state inoltre definite, ai sensi dell'art. 12 del D. Lgs 626/94, "Modalità di comportamento del personale in caso di incendio" specifiche per l'impianto Ettore Majorana e sono svolte regolarmente le esercitazioni e le prove di evacuazione dell'impianto.

Il "Piano Emergenza" del Sistema di Gestione della Sicurezza definisce per l'Unità di Business di Termini Imerese – Centrale Ettore Majorana le modalità e le responsabilità in caso di emergenze in grado di provocare impatto ambientale o di sicurezza.

Secondo quanto definito dalla procedura sono state individuate le attività e le operazioni che si ritiene debbano essere svolte in maniera controllata per la tutela dell'ambiente. A fronte di ciò sono state emesse le seguenti procedure specifiche:

- Procedura Emergenza (Procedura antincendio -Procedura di evacuazione – Primo soccorso)
- Procedura emergenza in caso di sversamento di combustibili liquidi
- Procedura emergenza in caso di sversamento di sostanze
- Procedura emergenza in caso di spandimento di fibre di amianto e ceramiche
- Procedura emergenza in caso di incidente su apparecchi contenenti PCB.

## **6.8 Rumore esterno**

Il Comune di Termini Imerese non ha ancora provveduto alla zonizzazione del territorio comunale per cui la valutazione dell'impatto ambientale si è determinata in base alla destinazione d'uso del territorio confinante la centrale, come risulta dall'all. "A 15 Stralcio del PRG Termini Imerese".

Le aree immediatamente circostanti all'impianto sono di due tipi: una è classificata "Verde di rispetto dell'area industriale" e quindi associabile alla classe V "Area prevalentemente industriale", ed una "Zona D1 – Sviluppo industriale soggetto a piani di settore" ed associabile alla classe VI "Area esclusivamente industriale".

Il confinamento dei macchinari in cabinati chiusi e gli interventi di risanamento acustico realizzati negli anni 95-96 consentono un efficace contenimento delle emissioni sonore.

Le emissioni sonore dell'impianto sono state valutate ai sensi del DPCM 1.3.91, come da prescrizioni contenute nelle autorizzazioni per la realizzazione del ciclo combinato e per il raddoppio rilasciate rispettivamente a settembre 2001 e agosto 2005, a seguito di rilevamenti effettuati il 15 marzo 2004 e l'8 maggio 2006.

## **7. Provvedimenti migliorativi e relativi benefici**

Quanto segue fa riferimento al documento "Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) – Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants – July 2006" (nel seguito chiamato brevemente BREF).

La centrale Ettore Majorana può essere ricompresa secondo la classificazione del BREF come "impianto a combustibile gassoso".

Le BAT già applicate presso l'impianto riferite alle "BREF For L.C.P. July 2006 sono :

- Ciclo combinato di ultima generazione (anno 2004)
- Bruciatori Basso NOx;
- Sistemi avanzati controllo della combustione;
- Ottimizzazione delle condizioni termodinamiche del ciclo;
- Sistema di rilevazione fughe gas

- Impianto di raccolta, trattamento e scarico acque reflue;
- Sistemi antincendio con tecnologie di ultima generazione;
- Sistemi avanzati controllo delle emissioni;
- Invio al riutilizzo delle ceneri leggere da olio
- Invio al riutilizzo dei fanghi da depurazione acque reflue
- Recupero acque di scarico dell'impianto di raccolta, trattamento e scarico acque reflue
- Precipitatori elettrostatici abbattimento polveri;
- Bacini di contenimento impermeabili nei serbatoi combustibili liquidi;
- Procedure operative del Sistema Gestione Ambientale non certificato;

L'insieme delle BAT già applicate e quelle di futura applicazione consentono di operare le seguenti azioni in tema di impatto verso l'ambiente:

- miglioramento delle emissioni di gas serra;
- impiego in modo razionale ed efficiente delle risorse energetiche i materiali e le risorse idriche;
- miglioramento della protezione dei comparti acque superficiali, acque sotterranee e suolo;
- riduzione delle emissioni rumore;
- prevenzione delle dispersione di fibre pericolose a seguito incidenti;
- riduzione dell'inquinamento atmosferico da sorgenti principali.