

[Back](#)

ALLEGATO B18  
RELAZIONE TECNICA DEI PROCESSI PRODUTTIVI



### INDICE

1	Il sito e la storia della Centrale di Genova.....	5
2	Relazione del processo produttivo.....	11
3	Descrizione del ciclo produttivo.....	12
3.1	Unità termoelettriche 3 - 4 (fase 1-2).....	13
3.2	Ciclo condensato - alimento.....	16
3.3	Generatore di vapore.....	17
3.4	Turbine.....	18
3.5	Alternatori.....	19
3.6	Mulini.....	20
3.7	Unità termoelettrica 6 (fase 3).....	20
3.8	Ciclo condensato - alimento.....	23
3.9	Generatore di vapore.....	24
3.10	Turbina.....	26
3.11	Alternatore.....	27
3.12	Mulini.....	27
4	Sistemi di abbattimento e riduzione degli inquinanti atmosferici.....	27
4.1	Fase 1 - 2 Precipitatori elettrostatici.....	27
4.2	Fase 3 filtri a manica per l'abbattimento del articolato solido.....	28
4.3	Bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto.....	29
5	Attività tecnicamente connesse alle fasi 1 - 2 - 3.....	30
a)	AC1 Approvvigionamento stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi.....	30
a 1)	Scarico, stoccaggio e movimentazione olio combustibile .....	30
a 2)	Scarico, stoccaggio e movimentazione gasolio.....	30
b)	AC2 Gruppi elettrogeni di emergenza.....	31
c)	AC3 Impianto antincendio e motopompa.....	31
d)	AC4 Caldaia ausiliaria per riscaldamento edifici servizi.....	33
e)	AC5 Laboratorio chimico.....	33
f)	AC6 Impianto osmosi inversa.....	33
g)	AC7 Impianto trattamento acque reflue.....	35
h)	AC8 Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione carbone .....	38
h 1)	Movimentazione nel porto di Genova.....	39
h 2)	Stoccaggio nel carbonile.....	39
h 3)	Ripresa e trasporto del carbone in caldaia.....	39
i)	AC9 Attività di manutenzione .....	40
l)	AC10 Utilizzo acqua di mare per condensazione.....	41
6	La produzione della centrale.....	42
7	La manutenzione.....	44
8	Vita residua.....	44

---

9	Aspetti ambientali.....	44
9.1	Gli aspetti significativi.....	48
9.2	Aspetti ambientali indiretti.....	50
10	Emissioni nell'aria.....	51
10.1	Sistemi di abbattimento.....	52
10.2	Sistemi di controllo delle emissioni atmosferiche.....	53
10.3	Rete di rilevamento della Qualità dell'Aria /RRQA).....	55
11	Scarichi nelle acque superficiali.....	55
11.1	Sistemi di controllo degli scarichi nelle acque superficiali.....	55
11.2	Scarico acque di raffreddamento.....	56
11.3	Scarico ITAR.....	57
12	La gestione dei rifiuti .....	57
12.1	Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali pericolosi.....	58
12.2	Prevenzione della dispersione di fibre in fase di rimozione e smaltimento dell'amianto .....	58
12.3	Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali non pericolosi.....	59
12.4	Composizione ceneri leggere.....	59
13	Uso e contaminazione del terreno.....	60
13.1	Sversamenti e dispersioni di sostanze (oli minerali).....	61
13.2	Contaminazione del suolo da versamenti e perdite di OCD e gasolio.....	61
13.3	Sistemi di prevenzione e controllo.....	62
14	Uso di combustibili .....	63
15	L'efficienza energetica del ciclo produttivo.....	64
15.1	Il controllo del consumo specifico.....	65
15.2	Uso dell'acqua.....	65
15.3	Uso delle sostanze.....	66
15.4	Materiali e prodotti chimici per il processo e per i servizi.....	66
15.5	Oli minerali.....	67
15.6	Sistemi di prevenzione e controllo.....	68
15.7	Sostanze gassose.....	68
15.8	Questioni locali.....	69
15.9	Gestione della raccolta interna dei rifiuti.....	69
16	Emissioni di gas, vapori, polveri, odori molesti.....	69
17	Emissioni sonore verso l'esterno.....	70
17.1	Rumore e vibrazioni in ambiente di lavoro, incidenza sui flussi di traffico....	71
18	Impatto visivo.....	72
19	Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza.....	73
20	Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza.....	74
21	Incendi.....	74
22	Impatti biologici e naturalistici.....	75
23	Emissione di onde elettromagnetiche da impianti di telecomunicazione.....	75

24	Contaminazione del suolo e delle acque.....	76
25	Salute e sicurezza sul lavoro.....	76
26	Provvedimenti migliorativi in campo ambientale.....	77
	Appendice.....	80

### 1. Il sito e la storia della centrale Enel di Genova

L'Unità di Business di Genova è costituita da tre sezioni termoelettriche per una potenza complessiva di 295 MW. Le sezioni 3 e 4 sono entrate in servizio nel 1952 mentre la sezione 6 nel 1960. La particolare numerazione delle sezioni è dovuta al fatto che esse, all'atto della costruzione sono stati inserite nella preesistente centrale, costruita negli anni 1927/1928 comprendente due unità da 25 MW (sezioni 1 e 2) e una unità ausiliaria da 3 MW (sezione 5), demolite successivamente. In ogni sezione sono presenti sistemi di abbattimento delle polveri e di monitoraggio in continuo delle emissioni. L'impianto utilizza come combustibile principalmente il carbone; l'olio combustibile denso e il gasolio sono utilizzati oramai solo nelle prime fasi di avviamento e transitori. Il parco carbone ha una capacità di stoccaggio di circa 80.000 t e rifornisce l'impianto esclusivamente attraverso nastri trasportatori chiusi, con una capacità di circa 850 t/h. I comandi e le apparecchiature di controllo sono installati in un'unica sala manovra, dalla quale si effettuano tutte le operazioni relative alla parte termica ed elettrica dei gruppi.

**Il sito produttivo è registrato EMAS in data 6-7-2006 con numero di registrazione I-000525 ai sensi del regolamento comunitario 761/2001 ed è certificato ISO 14001 dal dicembre 2005.**

Esso è costituito da un'isola produttiva, in cui sono concentrati la maggior parte degli impianti tra cui la stazione elettrica, la sala macchine, le caldaie e le tre ciminiere. Sono di pertinenza della centrale altre due aree di cui la prima, situata a Nord del fabbricato principale comprende l'edificio adibito a magazzino, il parcheggio auto ed il deposito oli combustibili e acqua demineralizzata; la seconda,

posta ad ovest del fabbricato principale occupa una parte del ponte ex idroscalo e comprende il deposito del carbone.

La superficie complessiva di dette aree è di 48.217 m<sup>2</sup>, di cui 16.156 m<sup>2</sup> sono coperti da manufatti; le aree sono di proprietà del Demanio Marittimo.

La centrale di Genova nacque nel 1929 per opera della Società Anonima "CONSORZIO CENTRALI TERMICHE" (ConCenTer), con l'installazione di due gruppi da 25MW denominati N°1 e N°2 e di un gruppo da 3 MW per l'alimentazione dei servizi ausiliari.

Le due unità da 25MW erano equipaggiate con quattro generatori di vapore tipo Borsig denominati caldaia 1 caldaia 2 caldaia 3 caldaia 4 che mediante un collettore unico di vapore alla pressione di 28 ate e temperatura di 380°C alimentavano le turbine dei gruppi 1 e 2 e la turbina dei servizi ausiliari.

Tutte le caldaie del tipo sub orizzontale a corpo cilindrico e circolazione naturale bruciavano solo carbone in pezzatura su griglia rotante (l'avviamento era a legna).

L'alimentazione del carbone alle griglie avveniva dal bunker (camera di alimentazione mulini, come quello attuale) tramite dei condotti e un sistema a pistoni; il bunker era alimentato da una grande ruota che prelevava dal carbonile ubicato sul ponte s. Giorgio a sud della centrale.

I prodotti della combustione andavano al camino (uno per caldaia).

Le turbine a vapore e gli alternatori raffreddati ad aria erano di costruzione Brown Boveri.

Le unità erano installate all'interno dell'edificio attuale, progettato a quei tempi utilizzando le migliori tecniche di architettura industriale, con previsione perciò di espansione futura della centrale. La sala manovra non esisteva, i macchinari venivano comandati da quadri locali, tutte le regolazioni si effettuavano manualmente dal posto.

Le operazioni di parallelo dei gruppi e manovra interruttori dei servizi ausiliari venivano eseguite dalla Sala Quadri, dove operavano un capo turno, un operatore elettrico e un aiuto operatore elettrico. All'epoca i disservizi ed i "black out" erano all'ordine del giorno (anche più volte nell'arco delle 24 ore), ma fortunatamente i servizi ausiliari non mancavano quasi mai perché forniti dal gruppo da 3MW.

Normalmente tre caldaie funzionavano al massimo carico, mentre una aveva funzione regolante.

Nel 1934 la centrale entrò a far parte del gruppo EDISON e successivamente di EDISONVOLTA.

Durante il periodo della seconda guerra mondiale fu bombardato l'edificio della stazione elettrica (sala linee): la produzione della centrale rimase per molto tempo ferma, le apparecchiature principali furono protette da eventuali bombardamenti ricoprendole con sacchetti di sabbia, l'olio delle turbine fu travasato in caldaia per nascondere alle frequenti razzie belliche.

Nel 1952 la centrale fu ampliata con l'installazione di due gruppi da 70MW tutt'ora in servizio denominati 3 e 4.

A metà degli anni cinquanta le caldaie dei gruppi 1 - 2 vennero trasformate per essere esercite anche a olio denso.

Nel 1958 i gruppi 1 - 2 - 5 furono dismessi e demoliti, e al loro posto iniziò la costruzione di un gruppo da 155 MWe denominato gruppo 6 che entrò in servizio nel 1960.

Con l'entrata in servizio del gruppo 6 venne ulteriormente potenziata la stazione elettrica a 130kV, ed entrarono in servizio le due nuove linee in cavo a olio fluido 891 e 096. Venne dismessa la stazione a 60kV, e le due linee a 60kV rimasero in servizio solo come transito (vennero dismesse definitivamente nel 1973).

Nel 1964 la centrale passò di proprietà all'ENTE NAZIONALE PER L'ENERGIA ELETTRICA, compartimento di Milano, e successivamente venne trasferita al compartimento di Torino.

Nel 1968 iniziò la costruzione del nuovo carbonile a ponte ex Idroscalo (è quello attuale): il nuovo parco carbone venne dotato di gru per lo scarico navi, di una macchina per la messa a parco e ripresa, e di un sistema di nastri trasportatori.

Nel 1972 vennero costruiti i due serbatoi OCD di riserva e la relativa stazione di pompaggio (SR1 e SR2).

Per rispettare i limiti di legge sulle emissioni nel 1984 furono sostituiti i sistemi di abbattimento polveri dei tre gruppi: i nuovi elettrofiltri sostituirono il complesso precipitatore meccanico - elettrostatico esistente.

I sistemi di evacuazione delle ceneri leggere furono potenziati con la costruzione di un nuovo silos da 1200 m<sup>3</sup> e due nuovi sistemi di trasporto.

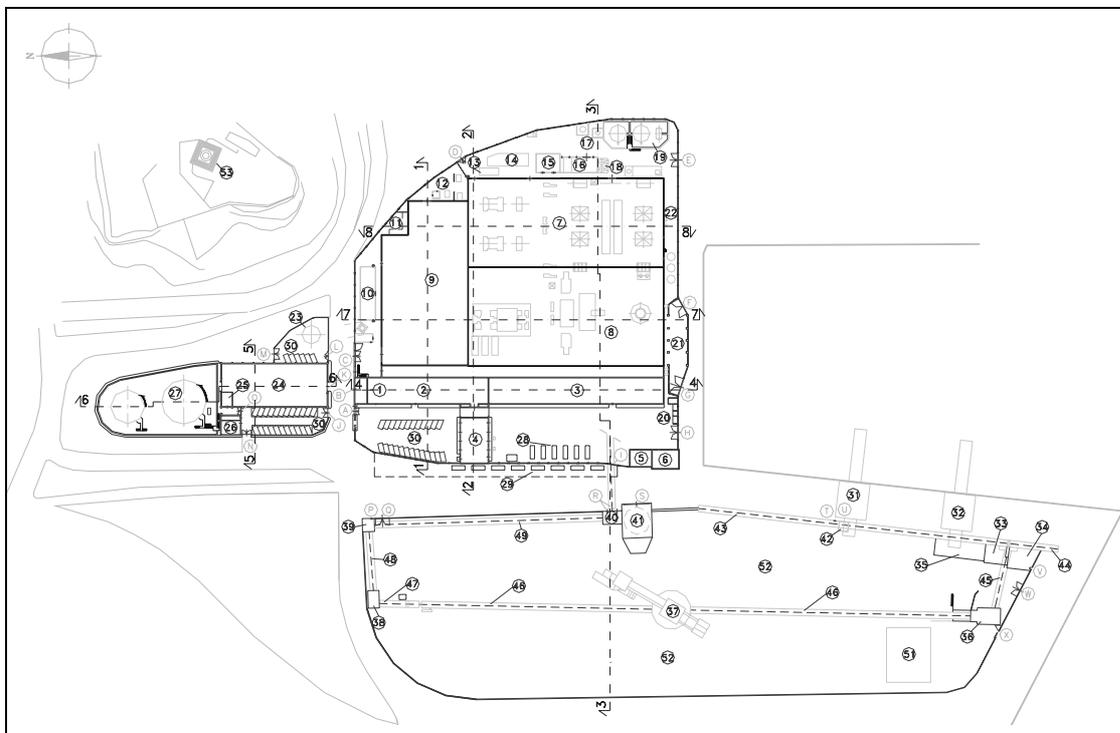
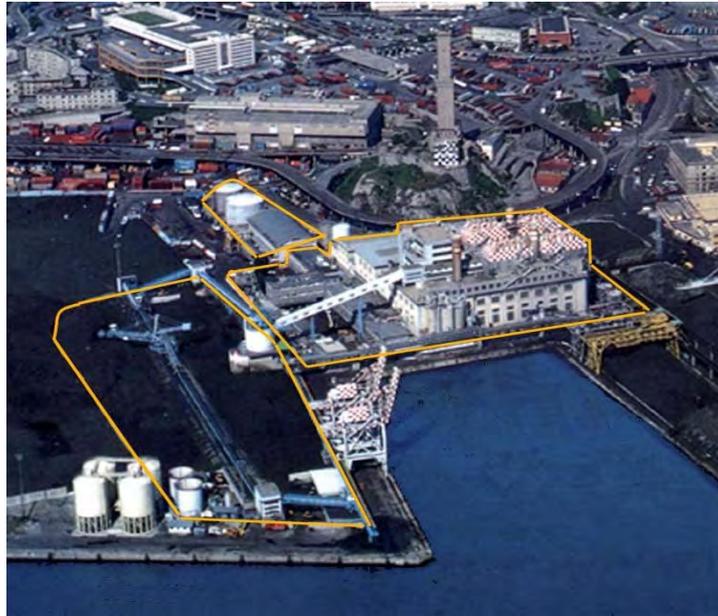
Sino agli anni 2000 non vi sono più state modifiche o eventi importanti nella vita della centrale, ad eccezione del trasferimento della cabina primaria a 15kV a ENEL Distribuzione.

Nel 2003 a seguito del piano di adeguamento ambientale dell'Enel, è stato sostituito il sistema di abbattimento delle polveri del gruppo 6 con un filtro a maniche.

Sempre nello stesso periodo si è modernizzato il sistema di evacuazione della cenere dalle tramogge di fondo caldaia con un sistema totalmente automatico di fabbricazione "Magaldi".

Nel 2004 portando avanti il processo di miglioramento tecnologico degli impianti si è sostituito il sistema di raffreddamento dei macchinari ad acqua mare con un sistema ad acqua dolce operante in ciclo chiuso.

La foto aerea evidenzia i confini di competenza dell'Enel, mentre la planimetria, illustra la disposizione dei macchinari e delle strutture di servizio.



Planimetria generale della centrale Enel di Genova

### Relazione del processo produttivo

L'impianto è costituito da tre sezioni termoelettriche con potenza elettrica lorda complessiva di 295 MW così ripartita:

Gruppo (o sezione) 3: 70 MW elettrici pari a circa 210 MW termici

Gruppo (o sezione) 4: 70 MW elettrici pari a circa 210 MW termici.

Gruppo (o sezione) 6:155 MW elettrici pari a circa 380 MW termici.

La sezione 3 è costituita dalle caldaie 5 e 6, la sezione 4 dalle caldaie 7 e 8 e la sezione 6 dalla caldaia 9.

Le sezioni sono prevalentemente alimentate a carbone. Viene utilizzato saltuariamente e durante brevi transitori (es: accensione) olio combustibile denso (successivamente detto OCD) e gasolio.

I camini della centrale hanno le seguenti caratteristiche:

- ✓ camino 1 afferente alle caldaie 5 e 7 (sezioni 3 e 4); (altezza: 60 m; diametro: 3,7 m).
- ✓ camino 2 afferente alle caldaie 6 e 8 (sezioni 3 e 4); (altezza:60 m; diametro: 3,7 m).
- ✓ camino 3 afferente alla caldaia 9 (sezione 6) (altezza: 60 m; diametro: 4,5 m).

L'OCD e il carbone provengono da diverse fonti di approvvigionamento estero e il contenuto di zolfo è pari a circa 0.60-0.85 % per il carbone ed inferiore all'1% per l'OCD.

In ogni sezione sono presenti sistemi di abbattimento delle polveri e di monitoraggio in continuo delle emissioni.

### 2. Descrizione del ciclo produttivo

*E' doveroso premettere che la descrizione seguente è da intendersi in riferimento all'allegato 25 "schema a blocchi delle fasi e delle attività tecnicamente connesse".*

*In particolare si ha che:*

*Fase 1: generazione energia elettrica gruppo 3*

*Fase 2: generazione energia elettrica gruppo 4*

*Fase 3: generazione energia elettrica gruppo 6*

*e inoltre:*

*AC1 Approvvigionamento stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi;*

*AC2 Gruppi elettrogeni di emergenza;*

*AC3 Impianto antincendio e motopompa;*

*AC4 Caldaia ausiliaria per riscaldamento edifici servizi;*

*AC5 Laboratorio chimico;*

*AC6 Impianto osmosi inversa;*

*AC7 Impianto trattamento acque reflue;*

*AC8 Approvvigionamento stoccaggio e movimentazione carbone;*

*AC9 Attività di manutenzione*

*A10 Utilizzo acqua di mare per condensazione.*

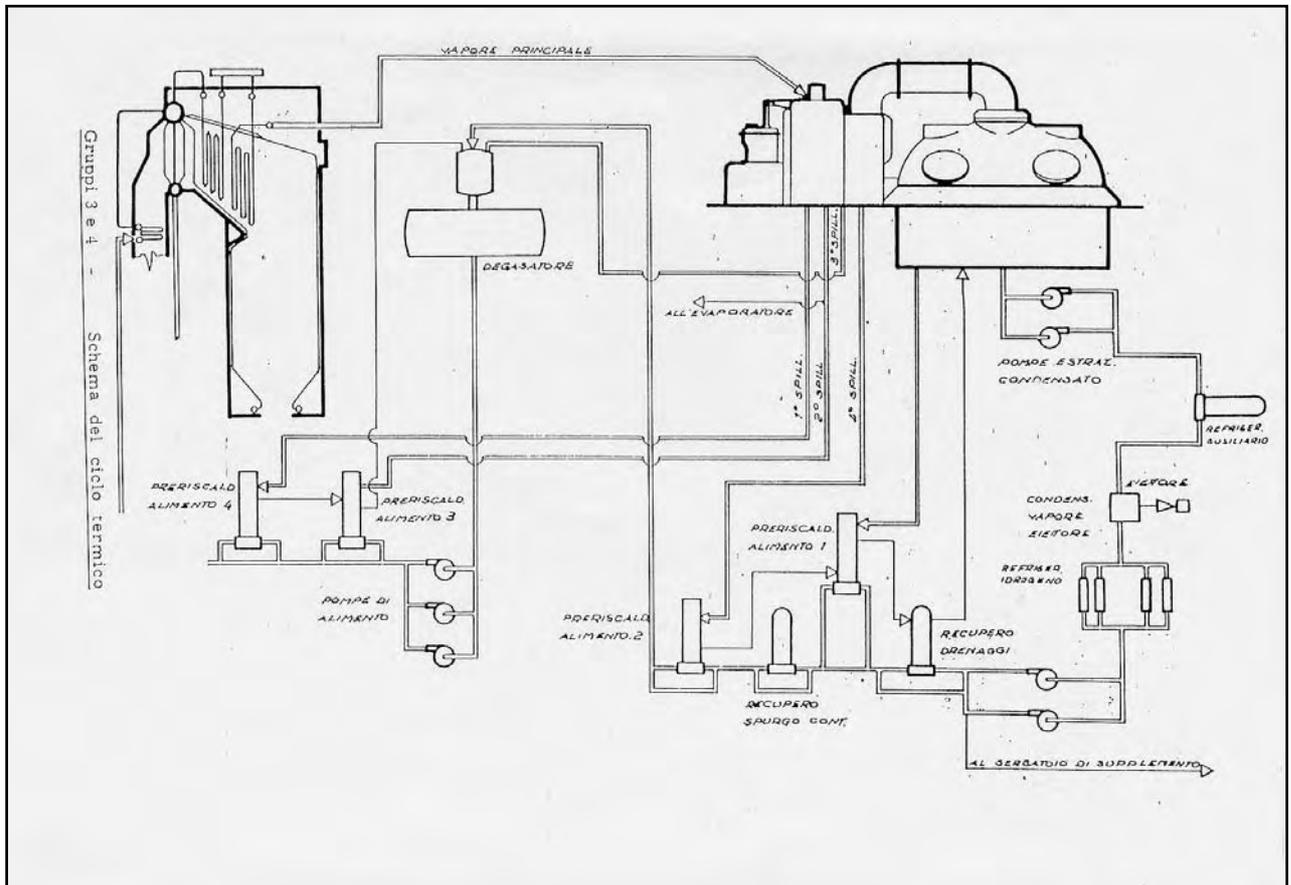
### 3.1 Unità Termoelettriche 3 - 4 (Fase 1-2)

Le unità 3 e 4 seguono un classico ciclo Rankine senza risurriscaldamento. L'acqua di alimento demineralizzata viene pompata nel generatore di vapore o caldaia dove, ad opera del calore prodotto dal carbone che brucia, si riscalda fino a portarsi allo stato di vapore surriscaldato. 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, e la condensa rinviata in caldaia. La condensazione viene effettuata mediante scambio termico attraverso il condensatore con l'acqua di mare prelevata dal porto.

La turbina è accoppiata direttamente all'alternatore dove l'energia meccanica si trasforma in energia elettrica che viene così immessa, previo elevazione di tensione a 130 kV ad opera di un trasformatore, sulla rete nazionale di trasmissione.

I fumi prodotti in caldaia dalla combustione cedono dapprima il loro calore residuo ad un riscaldatore di aria rigenerativo Ijungstroem che ha il compito di preriscaldare l'aria comburente e vengono poi inviati ad un precipitatore elettrostatico che ha il compito di trattenerne le polveri. Così depurati i fumi raggiungono la ciminiera di pertinenza per essere dispersi in atmosfera.

Si riporta di seguito lo schema del ciclo.



### Descrizione dei principali componenti gruppi 3-4

#### Caldaie n° 5-6-7-8

Costruttore	Combustion engineering.
Tipo	Circolazione naturale
Produzione di vapore max	145 t/h
Pressione di timbro	70,3 ate
Temperatura di vapore surriscaldato	485° C
Pressione di vapore surriscaldato	63 ate
Temperatura vapore acqua alimento	229° C
Superficie vaporizzante	1709 m <sup>2</sup>
Superficie surriscaldatore	1189 m <sup>2</sup>

Superficie economizzatore	501 m <sup>2</sup>
Capacità acqua caldaia e schermi	65,5 m <sup>3</sup>
Capacità economizzatore	5,5 m <sup>3</sup>
Bruciatori olio combustibile	n.8
Bruciatori a carbone	n.12
Consumo di olio combustibile a max carico	18,8 t/h
Consumo di carbone a max carico (2	27,6 t/h
Preriscaldatori aria Ljungstrom per	n.1
caldaia	
<b>Turbine</b>	
Costruttore	Westinghouse EL.Co.
Tipo	Azione-reazione
Potenza max continua	70 MW
Pressione di vapore ammissione	60 ate
Temperatura di vapore ammissione	482 °C
Stadi	32
Valvole parzializzatrici	7
Valvole vapore principale surriscaldato	2
Spillamenti	5
Cuscinetti turbina e alternatore	7
<b>Condensatore</b>	
Costruttore	Westinghouse EL.Co.
Tipo	Superficie
Superficie effettiva	3716 m <sup>2</sup>
N. tubi e materiale	7272 aluminium-brass
Portata vapore allo scarico turbina	202,922 t/h
Portata acqua di raffreddamento	14.986 m <sup>3</sup> /h
Pompe di circolazione	2
<b>Alternatore</b>	
Costruttore	Westinghouse EL.Co.
Potenza max	78,125 MVA
Tensione ai morsetti	13,8 kV
Fattore di potenza	0,896
Corrente nominale	3.269 A
Potenza massima rettiva	34 MVAR
Corrente nominale di rotore	892 A
Rapporto di c.c.	0,8

### Trasformatore Principale

Costruttore	Ansaldo San Giorgio
Potenza nominale	75 MVA
Tensione nominale	13,8 /130 kV
Corrente nominale	3.170/387 A
Collegamenti	Y di 11
Tensione di c.c.	10%
Corrente a vuoto	2,34%

### 3.2 Ciclo condensato-alimento

Il vapore che ha lavorato in turbina, viene scaricato al condensatore, dove, lambendo i tubi dell'acqua di mare di circolazione, si condensa raccogliendosi nella zona sottostante chiamata "pozzo caldo".

Dal pozzo caldo il condensato e' ripreso da due pompe a due stadi (una di riserva all'altra); all'uscita del primo stadio l'acqua attraversa un refrigerante ausiliario, l'eiettore per il vuoto del condensatore ed i refrigeranti idrogeno dell'alternatore, quindi viene ripreso dal secondo stadio della pompa e pompato fino al degasatore, attraverso il condensatore vapore di tenuta ai manicotti (CVTM), riscaldatore di bassa pressione BP1, il recuperatore di calore degli spurghi di caldaia e il riscaldatore di BP2.

Il degasatore ha il duplice scopo di preriscaldare l'acqua con il vapore del 3° spillamento mediante miscelazione e di eliminare i gas disciolti nel condensato; in particolare ossigeno e anidride carbonica che determinano fenomeni di corrosione in caldaia.

Il serbatoio del degasatore e' collegato a 3 pompe di alimento, due delle quali sono azionate da motori elettrici e la terza da una turbina a vapore spillato dalla tubazione vapore principale.

Normalmente sono in servizio le due elettropompe per il massimo carico e la turbopompa rimane di riserva.

L'acqua di alimento prima di entrare nel generatore di vapore viene ulteriormente riscaldata nei riscaldatori di Alta Pressione. n° 4 n° 5.

### 3.3 Generatore di vapore

I generatori di vapore delle unità 3 e 4, di costruzione Combustion Engineering, sono del tipo a circolazione naturale; essi hanno una produzione nominale di 145 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 485°C ed alla pressione di 65 kg/cm<sup>2</sup>, e sono alimentati con acqua ingresso economizzatore alla temperatura di 229 °C.

Ciascun gruppo turbina-alternatore e' dotato di due caldaie funzionanti in parallelo.

In ogni caldaia un ventilatore provvede ad inviare l'aria necessaria alla combustione attraverso uno scambiatore di calore rotativo (Ljungstroem).

I gas della combustione uscendo dalla caldaia cedono calore al Ljungstroem attraversano un precipitatore elettrostatico, avente un rendimento di rimozione polveri del 99,5% e successivamente vengono aspirati da un aspiratore ed inviati nella ciminiera.

Ogni caldaia dispone di 8 bruciatori a olio combustibile con atomizzazione a vapore prelevato dal corpo cilindrico della caldaia ed opportunamente ridotto di pressione, e di 12 bruciatori a carbone (3 per angolo) alimentati da tre mulini. I bruciatori sono posizionati tangenzialmente sui quattro angoli della caldaia e sono orientabili verticalmente.

In prossimità di ogni bruciatore a olio combustibile sono sistemati due bruciatori pilota funzionanti a gasolio con atomizzazione ad aria compressa ed accensione con scintillatore elettrico, utilizzati per l'accensione dei bruciatori ad olio combustibile.

Su ogni caldaia sono installati inoltre 4 rivelatori di fiamma, uno per angolo. Il sistema di regolazione è del tipo elettronico della H&B (contronic) ed il modo di funzionamento è quello di *"caldaia segue"*, dove la caldaia si adegua a fornire il vapore alla turbina in funzione del carico richiesto.

Ogni caldaia dispone di un sistema di pulizia a vapore delle superfici di scambio costituito da:

- ✓ n° 8 soffiatori retrattili a canna corta, per la pulizia delle pareti della camera di combustione;
- ✓ n° 6 soffiatori retrattili a canna lunga per la pulizia dei surriscaldatori di bassa e alta temperatura
- ✓ n° 4 soffiatori rotativi a ugelli multipli a canna lunga per la pulizia del fascio tubiero dei corpi cilindrici;
- ✓ n° 4 soffiatori rotativi a ugelli multipli per la pulizia della superficie dell'economizzatore;
- ✓ n° 1 soffiatore a braccio oscillante per i riscaldatori d'aria Ljungstroem.

### 3.4 Turbine

Le turbine dei gruppi 3 e 4, di costruzione Westinghouse Electric International Co. sono del tipo misto ad azione e reazione, a condensazione, composte da due cilindri, uno di alta ed uno di bassa pressione a doppio scarico, disposti sullo stesso asse.

La potenza massima continua è di 70.000 kW, velocità di rotazione 3.000 g/min, pressione del vapore all'ammissione 60 kg/cm<sup>2</sup>, temperatura del vapore all'ammissione 482°C.

La quantità di vapore che entra in turbina e' regolata da 7 valvole di regolazione comandate da un unico servomotore, ognuna di esse permette l'invio di vapore ad un determinato settore di ugelli del 1° stadio della turbina.

A monte delle valvole di regolazione sono installate due valvole di presa (o di ammissione).

Ciascuna turbina e' dotata di 5 spillamenti che forniscono il vapore necessario per il riscaldamento dell'acqua di alimento tramite i riscaldatori di bassa e alta pressione.

Il vapore di scarico viene condensato in un condensatore a superficie di costruzione Westinghouse, a semplice passaggio di acqua, che utilizza una portata di 4,2 m<sup>3</sup>/sec di acqua di mare forniti da due pompe di circolazione.

L'estrazione dell'aria e dei gas incondensabili è effettuata mediante una coppia di eiettori a vapore a due stadi, uno di riserva all'altro.

Il sistema di tenuta manicotti turbina, sui gruppi 3 e 4, è alimentato da una doppia alimentazione a vapore: dal vapore saturo per gli avviamenti da freddo e dalla tubazione del vapore principale per gli avviamenti da caldo e per il normale esercizio del gruppo.

### 3.5 Alternatori

Ad ogni turbina e' accoppiato un alternato di costruzione Westinghouse, della potenza di 78.125 kVA con tensione nominale ai morsetti di 13,8 kV. e collegato alle sbarre 132 kV mediante un trasformatore.

Gli avvolgimenti statorico e rotorico sono raffreddati da idrogeno con una pressione massima di 2 kg/cm<sup>2</sup>.

Il sistema di eccitazione e' costituito da un gruppo statico di regolazione e controllo con dinamo principale coassiale all'alternatore.

### 3.6 Mulini

Ogni caldaia è dotata di n°3 mulini Raymond modello 533X. La potenzialità di ciascuno è di 8,6 t/h.

### 3.7 Unità Termoelettrica 6 (Fase 3)

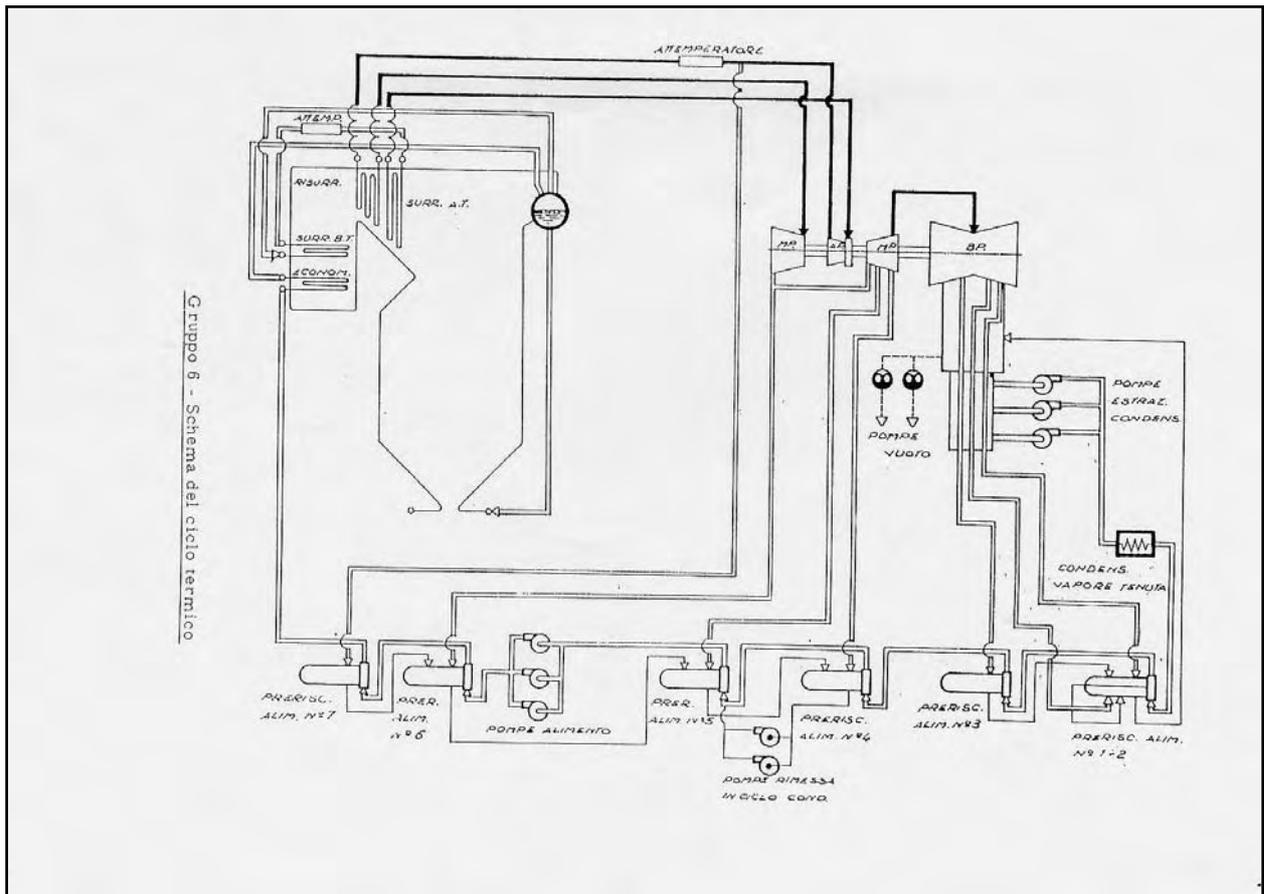
L'unità 6 segue anch'essa il ciclo Rankine, ma con una fase di surriscaldamento atta ad aumentare il rendimento del processo. L'acqua di alimento demineralizzata viene pompata nel generatore di vapore o caldaia dove, ad opera del calore prodotto dal carbone che brucia, si riscalda fino a portarsi allo stato di vapore surriscaldato. Il vapore così ottenuto viene trasferito alla turbina di alta pressione dove l'energia termica è trasformata in energia meccanica. In uscita dalla turbina di alta pressione il vapore viene reimpresso in caldaia per essere surriscaldato nuovamente e inviato alla turbina di bassa pressione. Una volta attraversata la turbina di bassa pressione lo stesso viene condensato, e la condensa rinviata in caldaia. La condensazione viene effettuata mediante scambio termico attraverso il condensatore con l'acqua di mare prelevata dal porto.

Analogamente ai gruppi 3 e 4 la turbina è accoppiata direttamente all'alternatore dove l'energia meccanica si trasforma in energia elettrica che viene così immessa, previo elevazione di tensione a 130 kV ad opera di un trasformatore, sulla rete nazionale di trasmissione.

I fumi prodotti in caldaia dalla combustione cedono dapprima il loro calore residuo ad un riscaldatore di aria rigenerativo Ljungstroem che ha il compito di preriscaldare l'aria comburente e vengono poi inviati ad un filtro a maniche di recente installazione

che ha il compito di trattenerne le polveri. Così depurati i fumi raggiungono la ciminiera di pertinenza per essere dispersi in atmosfera.

Si riporta di seguito lo schema del ciclo.



### Descrizione dei principali componenti gruppo 6

<b>Caldaie</b>	F.Tosi
Costruttore	
Tipo	Circolazione naturale
Produzione di vapore max	476 t/h
Pressione di timbro	165 ate
Temperatura di vapore surriscaldato	540° C

Pressione di vapore surriscaldato	147 ate
Temperatura vapore RHC	540°C
Temperatura vapore acqua alimento	248°C
Superficie vaporizzante	4430 m <sup>2</sup>
Superficie surriscaldatore	6403 m <sup>2</sup>
Superficie risurriscaldante	1105 m <sup>2</sup>
Superficie economizzatore	3320 m <sup>2</sup>
Capacità acqua caldaia e schermi	120 m <sup>3</sup>
Capacità economizzatore	14,6 m <sup>3</sup>
Bruciatori olio combustibile	n.20
Bruciatori a carbone	n.24
Consumo di olio combustibile a max carico	33,7 t/h
Consumo di carbone a max carico (2	48,8 t/h
Preriscaldatori aria Ljungström per	n.2
caldaia	
<b>Turbine</b>	
Costruttore	F. Tosi.
Tipo	Azione-reazione
Potenza max continua	160 MW
Pressione di vapore ammissione	140,8 ate
Temperatura di vapore ammissione	532 °C
Pressione vapore risurriscaldato	35
Stadi	38
Valvole parzializzatrici	6
Valvole vapore principale surriscaldato	2
Valvole vapore risurriscaldato	2 di arresto ±2 d'interc.
Spillamenti	7
Cuscinetti turbina e alternatore	7
<b>Condensatore</b>	
Costruttore	F.Tosi
Tipo	Superficie
Superficie effettiva	8.500 m <sup>2</sup>
N. tubi e materiale	11882 Al-brass e 1748 cupronickel
Portata vapore allo scarico turbina	311,120 t/h
Portata acqua di raffreddamento	17.032 m <sup>3</sup> /h
Pompe di circolazione	2
<b>Alternatore</b>	
Costruttore	E.Marelli
Potenza max	190 MVA
Tensione ai morsetti	15 kV

---

Fattore di potenza	0,9
Corrente nominale	7313 A
Potenza massima rettiva	55 MVAR
Corrente nominale di rotore	940 A
Rapporto di c.c.	0,65
<b>Trasformatore Principale</b>	
Costruttore	E.Tamini
Potenza nominale	160+30% MVA
Tensione nominale	15 /142-162 kV
Corrente nominale	6158/570-650 A
Collegamenti	Y di 11
Tensione di c.c.	12,42%
Corrente a vuoto	0,47%

### 3.8 Ciclo condensato-alimento

Il vapore condensato nel pozzo caldo del condensatore mediante tre pompe centrifughe (una di riserva al massimo carico) viene inviato attraverso un impianto di trattamento condensato (ITC), al condensatore vapore tenute manicotti turbina (CVTM) ed ai 5 riscaldatori di bassa pressione. L'acqua, all'uscita del 5° riscaldatore, viene aspirata dalle pompe di alimento ed inviata attraverso i due riscaldatori di alta pressione 6° e 7° AP in caldaia.

Le condense dei riscaldatori di AP vengono inviate in cascata da quello a pressione più alta sino al riscaldatore 4 di BP; all'uscita del suddetto riscaldatore le condense vengono riprese da due pompe di rientro drenaggi (una di riserva all'altra) e rimesse nel ciclo condensato a monte del 5° riscaldatore.

Le condense dei primi tre riscaldatori di BP invece si scaricano in cascata fino al 1° riscaldatore di B.P. il cui scarico e' collegato col condensatore.

La funzione deossigenante dell'acqua di integrazione, mancando il degasatore in ciclo, viene svolta dal serbatoio riserva condensato, sotto vuoto; per l'acqua in ciclo l'azione deossigenante viene svolta dal condensatore sotto vuoto.

### 3.9 Generatore di vapore

Il generatore di vapore, di costruzione Tosi su licenza Combustion Engineering, è del tipo a circolazione naturale con una producibilità di 476 t/h di vapore surriscaldato alla temperatura di 540 °C ed alla pressione di 147,6 kg/cm<sup>2</sup>.

La caldaia, di tipo bilanciato, viene esercita in assetto OFA (Over Fire Air) con valori di emissione di NOx nettamente inferiori ai limiti di legge.

L'aria necessaria alla combustione viene inviata in caldaia tramite due ventilatori e riscaldata da due riscaldatori vapore (RAV) installati sulla mandata dei ventilatori stessi e da due preriscaldatori rigenerativi del tipo Ljungstrom.

I gas ripresi da due aspiratori vengono inviati al camino alla temperatura di circa 140° C, attraverso un sistema di filtri a maniche. Il principio di filtrazione si basa sulla formazione di un sottile strato di polvere sulla superficie delle maniche che costituisce l'effettivo elemento filtrante.

Tale strato si forma dopo alcune ore di lavoro del filtro e permane anche dopo la pulizia periodica delle maniche. Il fumo da filtrare, entra nella parte inferiore del corpo di ogni comparto, perde velocità e turbolenza, ridistribuisce su tutta la superficie sovrastante le tramogge, rilasciando le particelle più grossolane che per gravità precipitano nelle tramogge stesse. I fumi della combustione risalgono tra le file di maniche, attraversandole dall'esterno verso l'interno e depositando infine le polveri sulla superficie esterna delle maniche stesse. Il fumo filtrato, risale all'interno di ciascuna manica fino ai *plenum* posti sopra le piastre porta-maniche, e da qui convogliato attraverso le due cappe di uscita ai ventilatori VAG e alla ciminiera. La pulizia delle maniche è effettuata alimentando ciclicamente con aria compressa gli ugelli sistemati nel *plenum* del filtro, in corrispondenza di ogni manica

ed orientati nel centro delle stesse, con un getto dall'alto verso il basso. Il getto d'aria compressa induce altra aria all'interno della manica (effetto Venturi) provocandone una repentina espansione che genera l'onda d'urto necessaria a provocare il distacco e la successiva caduta della polvere nella tramoggia.

La caldaia e' dotata di 20 bruciatori a olio combustibile e 24 bruciatori a carbone, tutti con brandeggio verticale, disposti tangenzialmente sui quattro angoli.

Uno spillamento di vapore prelevato dal corpo cilindrico e opportunamente ridotto di pressione serve per l'atomizzazione dell'olio combustibile, mentre tre mulini provvedono ad inviare in caldaia carbone finemente polverizzato ed essiccato.

Su ogni angolo della caldaia, disposti in appositi condotti ventilati, sono installati bruciatori pilota a gasolio con atomizzazione ad aria e scintillatore elettrico per l'accensione dei bruciatori ad olio combustibile (20 torce pilota).

Sono installati inoltre, 20 rivelatori di fiamma sui quattro angoli, in corrispondenza dei 5 piani di bruciatori a olio, consentendo la rilevazione di fiamma anche nel funzionamento a carbone.

La caldaia dispone di un impianto di soffiatura ad aria per la pulizia delle superfici di scambio.

Esso e' costituito da:

n° 3 compressori tristadi con due polmoni di accumulo;

- n° 42 soffiatori retrattili a canna corta, per la pulizia delle pareti della camera di combustione;
- n° 18 soffiatori retrattili a canna lunga, per la pulizia dei surriscaldatori e del risurriscaldatore
- n° 4 soffiatori a ugelli multipli, per la pulizia delle superfici dell'economizzatore

- n° 2 soffiatori a braccio oscillante, per la pulizia dei preriscaldatori rotativi d'aria (Ljungstrom)

Il ciclo di soffiatura e' automatico e sequenziale con comandi da personal computer in sala manovre.

### 3.10 Turbina

La turbina, di costruzione TOSI su licenza Westinghouse, è del tipo misto azione-reazione, a condensazione ed a risurriscaldamento, composta da due cilindri disposti sullo stesso asse, uno di alta e media pressione ed uno di bassa pressione a due scarichi.

La massima potenza continua è di 160 MW, velocità di rotazione 3000 g/min, pressione vapore all'ammissione 140,8 kg/cm<sup>2</sup>, temperatura vapore all'ammissione 538°C e temperatura vapore alla riammissione 538°C. La quantità di vapore surriscaldato all'ammissione turbina è regolata da 6 valvole di regolazione disposte su due rami ai lati della turbina, a monte delle quali sono installate due valvole di presa.

Anche il vapore risurriscaldato perviene alla turbina su due rami, in ognuno dei quali sono installate una valvola di arresto ed una di intercettazione.

La turbina è dotata di 7 spillamenti che forniscono il vapore necessario per il riscaldamento dell'acqua di alimento.

Il vapore di scarico turbina viene condensato in un condensatore a superficie di costruzione TOSI - Westinghouse, a doppio passaggio d'acqua, che utilizza una portata di 4,7 m<sup>3</sup>/s di acqua di mare, fornita da due pompe di circolazione. L'estrazione dell'aria e dei gas incondensabili è effettuata per mezzo di una coppia di pompe SCAM ad anello liquido.

### 3.11 Alternatore

L'alternatore della potenza di 190 MVA è di costruzione Marelli su licenza Westinghouse.

Gli avvolgimenti statorico e rotorico sono raffreddati da idrogeno con una pressione massima di 2 kg/cm<sup>2</sup>.

La tensione nominale è di 15 kV, il sistema di eccitazione è costituito da un regolatore elettronico statico.

L'alternatore è collegato al sistema di sbarre 132 kV tramite un trasformatore elevatore.

### 3.12 Mulini

Ogni caldaia è dotata di n°3 mulini Raymond Tosi modello 743XRS. La potenzialità di ciascuno è di 24 t/h.

## 4 Sistemi di abbattimento e riduzione degli inquinanti atmosferici

### 4.1 Fase 1-2 Precipitatori elettrostatici

L'abbattimento delle particelle di ceneri leggere veicolate dai gas della combustione si ottiene impartendo una carica negativa alle particelle stesse per mezzo di elettrodi emittenti tenuti a potenziale negativo di diverse decine di kV rispetto a piastre (elettrodi collettori) messe a terra. Le caratteristiche di progettazione dei filtri garantiscono un funzionamento ad alto rendimento anche in condizioni non

normali di esercizio ed in particolare con carbone di diversa provenienza e caratteristiche.

I precipitatori elettrostatici installati sui gruppi 3-4 garantiscono il pieno rispetto del limite di emissione di 50 mg/Nm<sup>3</sup>.

Le principali caratteristiche tecniche dei filtri sono:

- Temperatura in ingresso : 155 ° C;
- Pressione in ingresso - 250 mmH<sub>2</sub>O
- Volume dei gas trattati : 185000 Nm<sup>3</sup>/h per caldaia;
- Velocità di attraversamento : 0,7 m/s;
- Rendimento di captazione : 99,5 %;
- Numero di sezioni in serie : 3
- Numero di percorsi paralleli : 2

#### 4.2 Fase 3-Filtri a manica per l'abbattimento del particolato solido

el gruppo 6 sono stati sostituiti i precipitatori elettrostatici con i filtri a manica per la captazione delle polveri. L'esercizio del gruppo 6, con i nuovi sistemi di abbattimento polveri, è iniziato nel mese di ottobre 2003, i lavori di adeguamento ambientale del gruppo sono iniziati nel mese di Dicembre 2002. L'intervento eseguito ha previsto la demolizione parziale del filtro elettrostatico esistente e la relativa trasformazione in filtro a maniche. Il filtro a maniche è costituito da due corpi trattanti ciascuno la metà della portata dei fumi. Ciascun corpo è a sua volta diviso in due semisezioni, intercettabili per eventuali interventi manutentivi. Oltre all'impianto ausiliario di aria compressa utilizzata per la pulizia delle maniche, è presente un

sistema di iniezione calce nei fumi da filtrare (precoating); questo sistema in fase di preavviamento completa le dotazioni del filtro così da permettere l'entrata in servizio del filtro a manica già nella prima fase di prima accensione della caldaia (che si effettua con combustibile liquido).

### Caratteristiche di progetto dei filtri a maniche del gruppo 6

#### Dati di funzionamento

Portata fumi massima	1015000 m <sup>3</sup> /h
Temperatura di esercizio	150°-160 °C
Campo di variazione della temperatura	110-160°C
Temperatura di punta (accidentale)	200°C
Pressione interna massima ammessa	300 mm colonna d'acqua
Depressione interna massima ammessa	-300 mm colonna d'acqua
Concentrazione massima richiesta in uscita	In ogni caso inferiore a 50 mg/Nm <sup>3</sup>
Concentrazione media polveri in ingresso	15 g/Nm <sup>3</sup>
Efficienza di captazione	99,98%

#### 4.3 Bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto

Al fine di rispettare il valore limite di emissione di 650 mg/Nm<sup>3</sup> riferito ai fumi secchi normalizzati con un tenore di ossigeno libero nei fumi del 6 % inteso come valore medio mensile, sono stati sostituiti i bruciatori esistenti con nuovi bruciatori a bassa produzione di NO<sub>x</sub> come previsto dal progetto allegato all'istanza inviata al MICA del 31 Luglio 1992 per adempiere ai disposti del DPR 203/88.

I nuovi bruciatori sono del tipo OFA (OVER Fire Air). Ogni angolo bruciatori è stato caratterizzato da un'apertura con relativo cassonetto OFA, dotato di tre serrande

regolatrici dell'aria e sei ugelli orientabili accoppiati a 2 a 2. La variazione del flusso di aria dalle serrande regolatrici è comandato dalla sala manovra.

### 5 Attività tecnicamente connesse alle fasi 1-2-3

Il processo di produzione è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento.

Nella centrale di Genova sono state individuate le seguenti attività tecnicamente connesse.

#### a) AC1 Approvvigionamento stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi

##### a.1 Scarico stoccaggio e movimentazione olio combustibile

L'olio combustibile necessario al fabbisogno dell'impianto viene rifornito via mare mediante bettoline e stoccato in due serbatoi di riserva della capacità complessiva di circa 8000 m<sup>3</sup>.

Mediante pompe di travaso, l'olio viene inviato in due serbatoi di servizio della capacità di circa 900 m<sup>3</sup>, dai quali aspirano le pompe di spinta che, attraverso un sistema di filtraggio e di riscaldamento alimentano i bruciatori delle caldaie.

Ogni serbatoio è provvisto di un bacino di contenimento.

##### a.2 Scarico, stoccaggio e movimentazione del gasolio

Lo stoccaggio viene effettuato in un serbatoio da 25m<sup>3</sup>. L'approvvigionamento viene effettuato tramite autobotti.

### b) AC2 Gruppi elettrogeni di emergenza

I gruppi elettrogeni sono costituiti da un motore di emergenza diesel accoppiato rigidamente con l'alternatore trifase provvisto di stabilizzatore di tensione.

Hanno la possibilità in caso di blackout di fornire l'alimentazione per le apparecchiature e i sistemi di comando e controllo dei gruppi 3, 4 e 6 e servizi generali. I motori diesel sono rispettivamente di costruzione MTU con generatore elettrico da 800 kW; e ISOTTA FRASCHINI con generatore elettrico da 437,5 kW.

### c) AC3 Impianto antincendio e motopompa

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, carbonile compreso, è costituito da una rete di distribuzione d'acqua in pressione corredata di idranti e di manichette antincendio, alimentata da elettropompa e da motopompa di emergenza .

La centrale dispone dei seguenti sistemi di antincendio:

1. impianto fisso della ditta "Grinnel - DeLuge" ad acqua nebulizzata, ad intervento automatico con segnalazione di intervento in sala manovre. E'

installato a protezione dei trasformatori della stazione elettrica 132 kV e delle cassa olio turbina dei tre gruppi. L'alimentazione è garantita attraverso il collettore antincendio da due serbatoi di acqua demineralizzata, della capacità complessiva di 1600 m<sup>3</sup>, di cui 800 mantenuti come riserva antincendio, da cui aspirano 1 motopompa o, in alternativa 1 elettropompa da 450 m<sup>3</sup>/h. L'acqua demineralizzata è prodotta da un impianto di demineralizzazione, collegato all'acquedotto De Ferrari-Galliera tramite una tubazione da 6" con una pressione di circa 7 kg/cm<sup>2</sup> in emergenza l'impianto può essere direttamente alimentato dall'acquedotto o da una autocisterna.

2. n° 2 impianti schiumogeni per i serbatoi OCD di servizio e riserva integrato da un sistema di raffreddamento ad acqua e idranti locali. A protezione dei due serbatoi di riserva dell'olio combustibile, del tipo a tetto fisso, è installato un impianto a funzionamento manuale, costituito da 1 serbatoio di liquido schiumogeno della capacità di 6.000 l e da 2 miscelatori; la parte finale è formata, per ciascun serbatoio dell'olio combustibile, da 2 lance che immettono la schiuma direttamente all'interno dei serbatoi. A protezione dei serbatoi di servizio dell'olio combustibile, è installato un analogo impianto costituito da un serbatoio per il liquido schiumogeno della capacità di 300 l e da 2 miscelatori; la parte finale è formata, per ciascun serbatoio, da 1 lancia che immette la schiuma direttamente all'interno dei serbatoi. L'acqua di alimentazione è prelevata da 4 serbatoi da 80 m<sup>3</sup> con battente di circa 5 bar, alimentati direttamente dall'acquedotto; l'impianto ha lo scopo di permettere l'invio di acqua sull'involucro costituente il serbatoio, sia in caso di incendio dello stesso che di quello attiguo.

### d) AC4 Caldaia ausiliaria per riscaldamento edifici servizi

Il generatore è del tipo UNICAL 1003 MTZR a tubi da fumo avente una potenza resa di 869565 kcal/h e pressione massima di progetto pari a 5 kg/cm<sup>2</sup>.

Essa è alimentata a OCD.

### e) AC5 Laboratorio chimico

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

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

### f) AC6 Impianto osmosi inversa

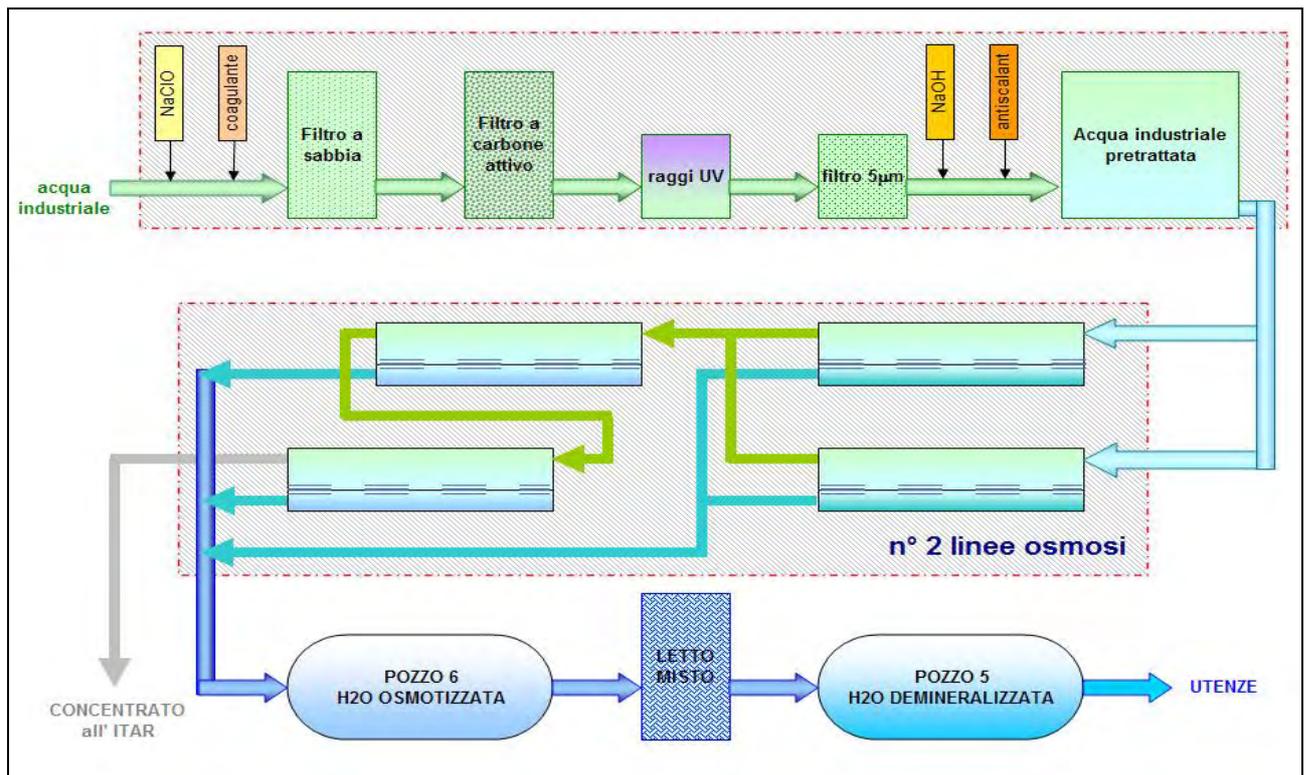
L'acqua demineralizzata immessa nel ciclo termico per la produzione di vapore deve avere conducibilità elettrica intorno a 0.2 microS/cm (la conducibilità elettrica è rappresentativa della quantità di sali disciolti in essa). Essa viene prodotta internamente alla centrale a partire dall'acqua potabile da un impianto di demineralizzazione comprendente:

- Un impianto di pretrattamento per separare i solidi sospesi ed eventuali sostanze organiche.
- un impianto ad osmosi inversa che funziona con un processo di separazione dei sali residui dell'acqua potabile mediante l'utilizzo di membrane semipermeabili. Queste strutture, alimentate ad alta pressione permettono il passaggio dell'acqua, trattenendo sali e sostanze colloidali disciolti in una salamoia concentrata intorno

a 800-1000 microS/cm a seconda della conducibilità dell'acqua potabile in ingresso.

- Un letto misto, nel quale una miscela di resine cationica ed anionica forte assicura la rimozione degli ioni ancora presenti in tracce nell'acqua.
- Due serbatoi di accumulo della capacità di 74 m<sup>3</sup> cadauno.

L'acqua depurata dall'impianto ad osmosi inversa viene inviata ad un serbatoio di accumulo per poter essere filtrata ulteriormente nel letto misto e stoccata in un altro serbatoio pronta all'utilizzo.



### g) AC7 Impianto trattamento acque reflue

L'impianto di trattamento acque reflue di centrale è composto dalle seguenti sezioni:

- Sezione di trattamento chimico-fisico (I TAR)
- Sezione di trattamento acque oleose (I TAO)
- Sezione di trattamento acque biologiche (I TAB)

Ogni sezione tratta in maniera specifica il refluo, opportunamente convogliato da una rete di raccolta dedicata.

L'impianto di trattamento chimico-fisico I TAR ha una portata in condizioni normali di circa 15 m<sup>3</sup>/h, e una portata massima di circa 40 m<sup>3</sup>/h; esso è costituito da sistemi di dosaggio dei reagenti (calce, polielettrolita, cloruro ferrico, acido cloridrico), dalle vasche di flocculazione e neutralizzazione, da un chiarificatore di tipo statico, dal sistema di evacuazione, filtrazione e stoccaggio fanghi.

Le acque da trattare, accumulate in due serbatoi da 1.000m<sup>3</sup>, sono pompate nelle vasche di miscelazione e di flocculazione dove vengono dosati i reagenti quali calce, il cloruro ferrico e il polielettrolita; la miscela così formata viene trasferita nel chiarificatore per consentire la precipitazione degli idrossidi in sospensione.

I reflui trattati sono poi inviati ad una ulteriore vasca di neutralizzazione per la regolazione finale del pH e successivamente a una ulteriore vasca di controllo finale. E' prevista la possibilità di riciclo ed accumulo nei serbatoi di testa del refluo dalla linea, qualora, per motivi di disservizio le caratteristiche chimiche non fossero conformi alle prescrizioni di legge.

I fanghi depositati sul fondo del chiarificatore vengono pompati in un ispessitore e quindi ai filtri pressa per la disidratazione. La fase liquida viene ricircolata in testa alla linea, mentre i fanghi vengono trasferiti tramite coclea a cassoni scarrabili per il successivo invio a recupero.

I reagenti utilizzati sono dosati nelle varie fasi del processo in maniera continua ed automatica, in funzione delle misure in continuo di portata pH. L'impianto è provvisto in uscita allo scarico di idoneo misuratore di portata, pH, torbidità mentre è possibile effettuare campionamenti fiscali prima della confluenza delle acque al canale di restituzione (SF1).

Il laboratorio chimico esegue periodicamente analisi sulla qualità degli scarichi e ogni qualvolta il processo presenti delle variazioni.

L'impianto di trattamento acque oleose (ITAO) tratta la frazione che ha subito, anche potenzialmente, una contaminazione da olii (es. bacini contenimento olio combustibile).

L'impianto è costituito da un serbatoio di accumulo e disoleazione dove avviene il processo di separazione gravitazionale delle morchie per sedimentazione e degli olii per flottazione. Allo scopo di facilitare la separazione dell'olio si utilizza un sistema di riscaldamento per mezzo di una serpentina a scambio di calore. L'asportazione dell'olio avviene a mezzo di un'unità di filtrazione a dischi rotanti DISCOIL. L'olio recuperato viene raccolto in un serbatoio e inviato periodicamente a recupero.

L'acqua viene filtrata in due unità di filtri a sabbia e carboni attivi. Le acque così trattate sono inviate all'ITAR per un ulteriore trattamento.

Sulla tubazione di scarico è inserito un contatore volumetrico e un punto di campionamento con oleometro in continuo prima dell'invio all'I TAR.

L'impianto è entrato in servizio il 28/08/03.

L'impianto di trattamento acque biologiche I TAB raccoglie e tratta tutte le acque di tipo sanitario e le sottopone a un trattamento primario di separazione in fosse Imhoff e ad ulteriore trattamento aerobico in un impianto a biodischi dove avviene la completa ossidazione dei reflui. L'acqua trattata è sottoposta a sterilizzazione tramite lampade UV ed inviata all'I TAR. Sulla tubazione di scarico è installato un contatore volumetrico.

Le acque meteoriche potenzialmente inquinabili che, dilavando strade, piazzali, e manufatti esterni e aree di movimentazione sostanze pericolose e non, possono contenere inquinanti con caratteristiche acido-alcaline o oleose vengono inviate all'impianto di trattamento delle acque reflue (I TAR) per poi essere scaricate nel mare.

Le acque meteoriche di dilavamento provenienti dal parco carbone vengono raccolte in una rete di drenaggio che le convoglia in un'apposita vasca nella quale sedimenta il polverino di carbone presente in sospensione. L'acqua viene inviata con delle pompe nei due serbatoi di accumulo della capacità di 1000 m<sup>3</sup> ciascuno. In caso di eventi meteorici particolarmente intensi, dato che il parco carbone è impermeabilizzato l'acqua viene raccolta all'interno del bacino di contenimento e può essere gradualmente avviata all'impianto di trattamento.

#### h) AC8 Approvvigionamento stoccaggio e movimentazione carbone

Si tratta di carbone estero di provenienza da diverse regioni del mondo. Il carbone raggiunge via mare il porto di Genova ove viene scaricato presso il Terminal Rinfuse o direttamente al carbonile di centrale avente circa 23000 m<sup>2</sup> di superficie.

Le caratteristiche chimiche dei carboni di importazioni ammessi sono riportati di seguito:

Caratteristiche chimico-fisiche dei carboni d'importazione ammessi.

Parametro	U.M.	Intervallo di valori
Umidità totale	%	4-12
Ceneri	%	3-16
Materie volatili	%	20.7-31
Carbonio fisso	%	48-56
Azoto	%	1.16-1.69
Zolfo	%	0.43-1.0
PCI tal quale	Kcal/kg	5700/7100
Macinabilità	HGI	45-62
Pezzatura ai mulini	mm	<50
Temperatura di rammollimento atm.riducente	in °C	1150-1500

### h 1) Movimentazione nel porto di Genova

Il carbone necessario al fabbisogno della Centrale, viene rifornito via mare mediante navi e chiatte.

Lo scarico del carbone può essere effettuato direttamente da Enel o attraverso un contratto di servizio con un terminalista portuale.

### h 2) Stoccaggio nel carbonile

Il parco carbone, la cui capacità è di circa 80.000 tonnellate, è dotato di un'apparecchiatura di messa a parco e ripresa, di vagli e di apparecchiature atte alla separazione di eventuali materiali ferrosi presenti nel carbone, di un campionatore, di un frantoio di un vaglio e di un sistema di 8 nastri trasportatori per una lunghezza complessiva di circa 750 m.

Lo stoccaggio e/o la ripresa del carbone dal parco avviene tramite una macchina operatrice (Lader).

La rapida formazione sulla superficie dei mucchi di una crosta protettiva mediante innaffiamento con acqua riduce drasticamente la dispersione eolica delle polveri.

Il carbonile è dotato di impianto antincendio.

### h 3) Ripresa e trasporto del carbone in caldaia

Per mezzo della macchina di messa a parco/ripresa, viene prelevato il carbone dal parco e con il sistema di trasporto composto dai nastri 4, 4 bis, 5, 6, 7 e 8 arriva al bunker.

Nel bunker, il nastro 8 attraverso una macchina (tripper) posizionata sopra i silos di stoccaggio, la quale scorrendo su binari distribuisce il carbone sopra le bocche di alimentazione dei mulini dei gruppi 3, 4 e 6.

Dagli alimentatori il carbone viene inviato ai mulini mediante un tubo di caduta, in uscita. Il polverino prodotto viene trasportato direttamente ai bruciatori dall'aria comburente primaria preriscaldata che essicca completamente il particolato.

La grande finezza di macinazione, la sua omogeneità ed il preriscaldamento servono a garantire che il carbone venga completamente bruciato al fine di ottenere il completo sfruttamento del combustibile.

### **i) AC9 Attività di manutenzione**

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 regolazione 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 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.

### **I) AC 10 Utilizzo acqua di mare per condensazione**

L'acqua viene prelevata dal mare, attraverso un canale di presa (calata Giaccone) e un sistema di filtrazione a griglie rotanti. A valle delle griglie filtranti l'acqua si immette in due canali dai quali aspirano le pompe di circolazione per il raffreddamento dei condensatori.

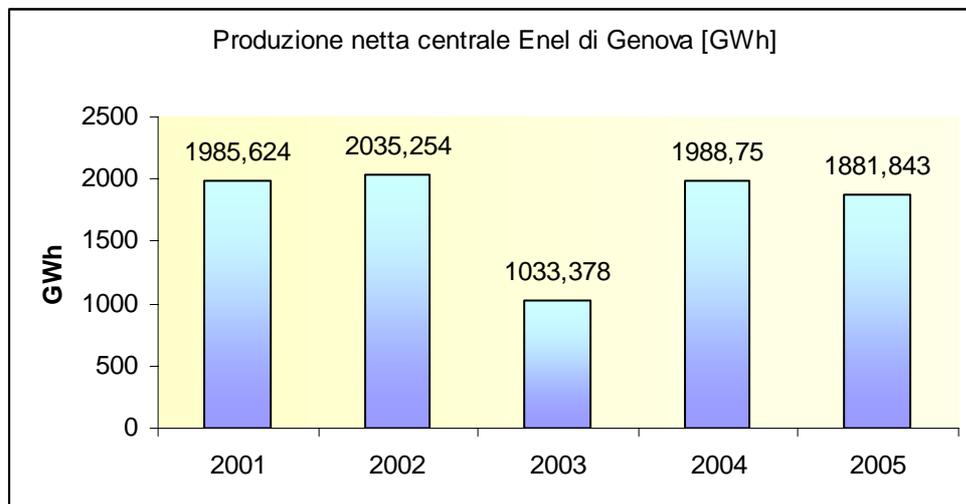
Inoltre l'acqua di mare provvede ad alimentare i refrigeranti installati sul ciclo chiuso di raffreddamento dei macchinari. L'acqua viene restituita integralmente e mantenendo le caratteristiche chimiche e fisiche ad eccezione della temperatura che subisce un incremento. Al fine di evitare dannose incrostazioni nei macchinari, l'acqua di mare in ingresso viene addizionata con ipoclorito di sodio, rispettando la tab.3 del D.Lgs.152/99. Le acque vengono scaricate in mare attraverso un canale di restituzione situato all'interno del Porto di Genova in corrispondenza della calata Concenter. Nello stesso canale confluiscono le acque industriali trattate dall'impianto (ITAR). Il canale di scarico delle acque di raffreddamento è dotato di tre punti di prelievo ubicati all'interno della banchina.

### **6. La produzione della centrale**

Le tre unità sono impiegate prevalentemente a carico costante. La produzione più recente è ottenuta quasi esclusivamente a carbone (gasolio e OCD sono utilizzati solo durante transitori particolari o start up).

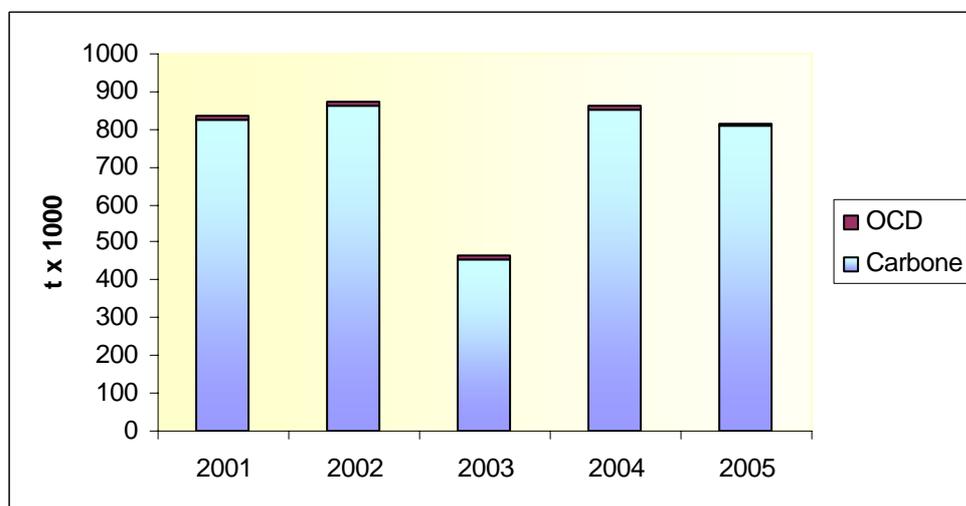
I dati sotto riportati rappresentano il funzionamento realizzato negli ultimi 5 anni.

**Produzione di energia netta di UB in GWh anni 2001 - 2005**



La produzione registrata nel 2003 è ridotta in seguito alla fermata programmata resasi necessaria per i lavori di ambientalizzazione del gruppo 6.

**Consumo di carbone e OCD (ktonnellate 2001-2005).**



Risibile il consumo di gasolio, come si evince dalla tabella seguente.

		2001	2002	2003	2004	2005
<b>CARBONE</b>						
gr3	ton	241818,879	251078,356	166828,914	225400,008	204902,744
gr4	ton	230738,587	190325,649	193707,152	198116,035	189237,850
gr6	ton	353203,889	420337,871	95298,849	426143,121	412789,400
<b>Totale</b>	<b>kton</b>	<b>826</b>	<b>862</b>	<b>456</b>	<b>850</b>	<b>807</b>
<b>OCD</b>						
gr3	ton	1908,516	2153,404	4201,324	5096,950	2787,050
gr4	ton	2335,016	2325,929	5400,721	4295,800	3966,600
gr6	ton	3439,018	4255,412	2291,101	5007,584	2903,600
<b>Totale</b>	<b>kton</b>	<b>7,7</b>	<b>8,7</b>	<b>11,9</b>	<b>14,4</b>	<b>9,7</b>
<b>GASOLIO</b>						
gr3	ton	30,345	41,789	60,645	65,384	54,238
gr4	ton	33,931	53,967	73,098	76,113	80,104
gr6	ton	93,421	99,699	161,148	122,296	56,006
<b>Totale</b>	<b>kton</b>	<b>0,16</b>	<b>0,20</b>	<b>0,29</b>	<b>0,26</b>	<b>0,19</b>

## 7. La manutenzione

La manutenzione generale di ogni unità termoelettrica è programmata con cadenza triennale con fermate di durata media. La manutenzione minore viene eseguita con unità in servizio sfruttando la ridondanza dei macchinari principali.

## 8. Vita residua

La scadenza della concessione demaniale è attualmente fissata al 31/12/2020.

## 9. Aspetti ambientali (estratto dalla Dichiarazione ambientale)

Gli aspetti ambientali sono gli elementi delle attività o dei prodotti o dei servizi di un'organizzazione che possono interagire con l'ambiente.

Tra tutte le molteplici interazioni ambientali che il processo produttivo ed i servizi ad esso funzionali presentano, occorre definire quelle cui sono connessi impatti

ambientali significativi. Agli elementi suscettibili di produrre impatti significativi bisogna applicare un corretto sistema di gestione, vale a dire, attività sistematiche di sorveglianza, misure tecniche e gestionali appropriate, obiettivi di miglioramento in linea con la Politica e le strategie aziendali in materia d'ambiente. Ciò allo scopo di prevenire, o quantomeno ridurre, gli impatti negativi e di accrescere gli impatti positivi.

Il processo di individuazione degli aspetti ambientali deve includere quindi una valutazione della significatività degli aspetti stessi, in relazione agli impatti provocati. Il criterio adottato per valutare la significatività degli aspetti è fondato sugli orientamenti espressi dalla Commissione delle Comunità Europee attraverso la Raccomandazione 2001/680/CE del 7 settembre 2001 relativa all'attuazione del regolamento (CE) n. 761/2001: quest'ultima suggerisce di considerare i seguenti termini di valutazione:

- ✓ l'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente
- ✓ il potenziale danno ambientale e la fragilità dell'ambiente
- ✓ l'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'organizzazione
- ✓ la dimensione e la frequenza degli aspetti.

Per effettuare un'analisi corretta l'organizzazione ha considerato nella stesura dell'Analisi Ambientale iniziale tutte le attività passate, presenti e programmate.

Il quadro degli aspetti ambientali descritto in questa Dichiarazione rappresenta, quindi il risultato dell'Analisi Ambientale Iniziale. Nello studio sono state considerate le categorie di aspetti proposte dal Regolamento EMAS, che sono:

- ✓ Emissioni nell'aria

- ✓ Scarichi nelle acque superficiali
- ✓ Produzione, riciclaggio, riutilizzo e smaltimento dei rifiuti
- ✓ Uso e contaminazione del terreno
- ✓ Uso di materiali e risorse naturali
- ✓ Questioni locali (rumore, vibrazioni, odore, polvere, impatto visivo, ecc.)
- ✓ Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza
- ✓ Impatti biologici e naturalistici

Una procedura del SGA aziendale definisce i criteri per l'individuazione e valutazione della significatività degli aspetti, al fine di predisporre e a mantenere costantemente aggiornato il "Registro degli aspetti e degli impatti ambientali", cioè un elenco esaustivo degli elementi del processo produttivo e delle attività e dei servizi connessi che presentano un impatto ambientale, in modo da applicare ad essi un corretto sistema di gestione; ciò significa, per ciascun aspetto ritenuto significativo:

- ✓ esaminarne la possibilità di interventi migliorativi in fase di definizione degli obiettivi e dei programmi ambientali;
- ✓ assicurare il rispetto di specifiche disposizioni di legge o aziendali;
- ✓ controllare gli impatti connessi, adottando, ove necessario, procedure ed istruzioni operative

- ✓ Identificare, caratterizzare e valutare gli aspetti ambientali diretti e indiretti del sito in linea con i criteri stabiliti in procedura
- ✓ rilevare e registrare regolarmente i parametri chimico fisici caratteristici;
- ✓ definire i possibili indicatori di prestazione per valutare le variazioni positive o negative;
- ✓ registrare il punto di vista delle parti interessate.

## 9.1 Gli aspetti ambientali significativi

Si riporta in appendice il criterio di valutazione della significatività.

CATEGORIA	DESCRIZIONE	Indice di rilevanza (IR)	SIGNIFICATIVITÀ (S)
Emissioni nell'aria.	Emissioni di SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , prodotti dalla combustione del carbone che contribuiscono alla formazione delle piogge acide. CO e polveri contribuiscono all'inquinamento.	12	M
	Immissioni di polveri contribuiscono alla diffusione degli inquinanti in prossimità del suolo.	11	M
	Emissioni di CO <sub>2</sub> contribuisce al fenomeno dell'effetto serra	12	M
Scarichi nelle acque superficiali.	Rilascio di energia termica attraverso le acque di raffreddamento del ciclo	12	M
	Scarico a mare delle acque reflue previo trattamento dell'impianto di depurazione (ITAR)	11	B
	Trattamento con ipoclorito di sodio delle acque di raffreddamento del ciclo	11	B
Produzione, riciclaggio riutilizzo e smaltimento rifiuti.	Produzione di rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento in discarica	11	B
	Produzione di rifiuti pericolosi destinati al recupero	20	B
	Produzione di rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento in discarica	22	A
Uso e contaminazione del terreno.	Attività pregresse che possono aver inquinato aree all'interno del sito	21	M
	Prevenzione degli sversamenti e dispersioni di sostanze	20	B

CATEGORIA	DESCRIZIONE	Indice di rilevanza (IR)	SIGNIFICATIVITÀ (S)
Uso di materiali e risorse naturali (incluso combustibili ed energia).	Consumo dell'acqua dolce per uso industriale	21	M
	Consumo di sostanze pericolose	12	M
	Consumo di combustibili fossili (olio e carbone)	12	M
	Consumo di energia elettrica per servizi ausiliari di centrale	22	A
Questioni locali (rumore, vibrazioni, odore, polvere, impatto visivo, trasporti, ed altre).	Emissioni sonore dovute all'esercizio dei macchinari all'esterno della centrale	11	B
	Polverosità diffusa nell'ambiente circostante durante la movimentazione e lo stoccaggio del carbone: viene prodotta sia in fase di scarico dall'impianto di stoccaggio della società di trading che durante la messa a parco nel carbonile Enel.	12	M
	Movimentazione e stoccaggio di materiali polverulenti, evacuazione delle ceneri e incidenza dei flussi di traffico	11	M
	Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza lungo le linee di trasporto energia elettrica (a bassa frequenza) Aspetto indiretto	11	B
	Movimentazione e stoccaggio di sostanze e combustibili liquidi	20	B
	Impatti visivi dovuti agli impianti	11	B
Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza;	Rischio di autocombustione del carbone stoccato a parco.	20	B
	Incendi del macchinario elettrico (emissione dei fumi)	21	M

	Approvvigionamento dei combustibili liquidi nell'area del porto (possibile contaminazione delle acque superficiali per perdite di OCD)	21	M
Impatti biologici e naturalistici (biodiversità ed altre).	Potenziale impatto biologico dovuto allo scarico termico.	11	B

## 9.2 Aspetti ambientali indiretti

Gli aspetti indiretti vengono comunque presi in considerazione nel Sistema di Gestione Ambientale, al fine di attivare azioni che consentano nel tempo di ridurre la loro significatività.

Le principali attività del sito rilevanti sotto il profilo ambientale, che possono richiedere l'intervento di terzi, sono individuabili in:

- attività di costruzione o demolizione, scoibentazione;
- attività di manutenzione sui macchinari e sugli impianti.
- conferimento dei rifiuti

E' stata adottata una procedura fornitori che consente di specificare in fase di stesura dei contratti, i requisiti ambientali relativi alle forniture e prestazioni. La procedura utilizzata dalla funzione Acquisti e Approvvigionamenti di GEM per l'UB Genova consente di formare alcuni elenchi di fornitori od appaltatori, ai quali viene consegnata della documentazione che oltre alla politica ambientale dell'azienda individua anche impatti significativi legati alla loro attività nel sito e le misure di emergenza a cui devono attenersi. Circa la gestione dei rifiuti è possibile un'attenzione indiretta attraverso il controllo della validità delle autorizzazioni. Prima di conferire i rifiuti si controllano attentamente le autorizzazioni sia del

trasportatore sia dello smaltitore finale o del recuperatore. Si controlla sistematicamente il ritorno della quarta copia del formulario di identificazione del rifiuto, che attesta l'arrivo dei rifiuti stessi alla destinazione predeterminata in fase di conferimento al trasportatore.

Inoltre, sono stati classificati come aspetti indiretti la gestione dei campi elettromagnetici dovuti alle linee di trasmissione. Le linee elettriche che cominciano dalle stazioni elettriche degli impianti appartengono alla società TERNA. I campi elettrici e magnetici derivanti dall'esercizio di queste linee non sono quindi sotto il diretto controllo di Enel GEM.

### 10. Emissioni nell'aria

Relativamente all'attività di produzione di energia elettrica da combustibili fossili, le emissioni di inquinanti tipici e quantitativamente significativi sono il biossido di zolfo ( $\text{SO}_2$ ), gli ossidi d'azoto ( $\text{NO}_x$ ), il monossido di carbonio (CO), l'anidride carbonica ( $\text{CO}_2$ ) e le polveri; mentre tipico ma quantitativamente non significativo è l'esafluoruro di zolfo ( $\text{SF}_6$ ).

L' $\text{SO}_2$ , gli  $\text{NO}_x$ , il CO, la  $\text{CO}_2$  e le polveri hanno origine dal processo di combustione:

- Il biossido di zolfo presente nelle emissioni è prodotto dalla reazione dello zolfo contenuto nel combustibile utilizzato nel processo di combustione con l'aria comburente.
- La formazione di ossidi di azoto è dovuta alla presenza di azoto nel combustibile e nell'aria utilizzata come comburente, ed è funzione della temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione.

- Le polveri provenienti dai fumi della combustione sono prevalentemente costituite da ceneri fini.
- La produzione di monossido di carbonio è indice di una combustione non completa del carbonio, cioè in difetto di aria.
- L'anidride carbonica (o biossido di carbonio) costituisce, insieme al vapore acqueo, il prodotto principale delle reazioni di combustione dei combustibili impiegati.

Le quantità di inquinanti prodotte, sono oggetto di comunicazioni annuali al Ministero dell'Ambiente, relativamente ai "grandi impianti di combustione" per la SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> ed agli "impianti termoelettrici" per le polveri.

Esse sono ottenute moltiplicando le concentrazioni nei fumi, misurate in continuo come previsto dal DM 21/12/95 "Disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera dagli impianti industriali", per i volumi dei fumi stessi.

### 10.1 Sistemi di abbattimento

L'Unità di Business Termoelettrica di Genova, in coerenza con il complessivo sforzo intrapreso da Enel Produzione S.p.A. e da tutto il Gruppo Enel, è da tempo impegnata nell'attuazione di misure adatte al contenimento delle principali emissioni causate dai processi di combustione attuati nella generazione di energia elettrica con l'utilizzo di combustibili fossili. In tutti i gruppi di produzione è installato un sistema di combustione a bassa produzione di NO<sub>x</sub> mediante l'utilizzo di nuovi bruciatori. Gli NO<sub>x</sub> vengono espressi come NO<sub>2</sub> equivalente.

Nell'anno 2002 le sezioni 3 e 4 hanno installato il sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo ed è stato concluso l'adeguamento ambientale della sezione 6, con la sostituzione del precipitatore elettrostatico con un modernissimo sistema di filtri a manica per l'abbattimento delle polveri.

Al fine del rilascio dell'autorizzazione ad emettere gas ad effetto serra come previsto dall'articolo 1 del decreto legge de 12 novembre 2004, n° 273, sono state inoltrate al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio le domande per gli impianti di Enel Produzione S.p.A. L'impianto di Genova è stato autorizzato ad emettere gas serra con Decreto DEC/RAS/2179/2004 autorizzazione n° 107

La CO<sub>2</sub> prodotta dalla combustione è stata calcolata fino al mese di settembre 2005, applicando ai consumi dei vari combustibili i fattori di emissione raccomandati dalle Linee Guida 1996 dell'IPCC (International Panel on Climate Change) per gli inventari nazionali dei gas serra e già impiegati in Italia per la seconda comunicazione nazionale sulle emissioni di gas serra (olio combustibile: 3,24 t di CO<sub>2</sub>/tep; orimulsion: 3,38 t di CO<sub>2</sub>/tep; gasolio: 3,10 t di CO<sub>2</sub>/tep; gas naturale: 2,35 t di CO<sub>2</sub>/tep; carbone: 4,02 t di CO<sub>2</sub>/tep; lignite: 4,24 t di CO<sub>2</sub>/tep); ciascuno di essi è, poi, moltiplicato per un coefficiente correttivo (fattore di ossidazione) che tiene conto della frazione tipica di carbonio incombusto (combustibili solidi: 0,980; combustibili liquidi: 0,990; combustibili gassosi: 0,995). Il calcolo che ne deriva considera il carbonio combusto - che, tuttavia, come appena indicato, è assunto inferiore al 100% - completamente ossidato a CO<sub>2</sub>.

### 10.2 Sistemi di controllo delle emissioni atmosferiche

I Sistemi di controllo delle emissioni si 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.

Oltre alle concentrazioni degli inquinanti di interesse ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , polveri, CO) vengono misurate le concentrazioni di ossigeno, la temperatura e la pressione dei fumi.

La Centrale Termoelettrica di Genova adotta peraltro ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. Con periodicità annuale vengono effettuate su tutti i gruppi delle campagne di misura, a cura di strutture qualificate e certificate ed in presenza di tecnici ARPAL, sui microinquinanti nei fumi; inoltre, come prescritto nel manuale del sistema di monitoraggio della emissioni, si effettua la taratura della strumentazione (curve di correlazione dell'opacimetro e accuratezza relativa degli analizzatori gas). L'esito dei rilievi e delle tarature viene registrato. La normativa vigente impone il rispetto di limiti alle emissioni espressi come media mensile, non sono mai stati registrati superamenti dei limiti.

I limiti applicabili alla centrale di Genova, in vigore dal 1° gennaio 2003 sono di seguito riportati:

- $\text{SO}_2$	1700 $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ;
- $\text{NO}_x$	650 $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ;
- Polveri	50 $\text{mg}/\text{Nm}^3$ .
- CO	250 $\text{mg}/\text{Nm}^3$ .

Vengono espressi come valori medi mensili e riferiti ai fumi secchi con ossigeno al 6%.

Le concentrazioni al camino delle emissioni di  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ , CO e polveri sono misurate in

continuo. L'installazione dello SME (sistema di monitoraggio emissioni) nel gruppo 6, avvenuto nel 1992, successivamente nel 2002 è stato installato anche nei camini dei gruppi 3 e 4.

Non sono mai stati registrati superamenti dei limiti.

### 10.3 Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria (RRQA)

Alla Centrale Termoelettrica di Genova fa capo una rete di rilevamento della qualità dell'aria costituita da sei postazioni fisse per il rilevamento in continuo della concentrazione al suolo degli inquinanti tipici, oltre ad un'aggiuntiva postazione fissa per l'acquisizione e la registrazione dei principali parametri meteorologici.

Gli aspetti meteorologici ed anemologici (direzione e velocità del vento, stabilità dell'atmosfera) sono importanti per determinare quali sono le aree potenzialmente influenzate dalle emissioni atmosferiche dell'impianto. La rete di monitoraggio include una stazione di rilevamento dei dati meteo, situata a 60 m dal piano di campagna (sul tetto della caldaia 9).

I dati della rete di rilevamento vengono raccolti e archiviati in Centrale e comunicati alle Autorità di controllo

## 11 Scarichi nelle acque superficiali

Le acque necessarie al funzionamento della centrale vengono prelevate dal mare per il raffreddamento degli impianti, dall'acquedotto civico per usi potabili e per la produzione di acqua demineralizzata. A seconda della loro provenienza le acque meteoriche potenzialmente inquinabili, quelle sanitarie, industriali e oleose vengono convogliate in impianti di trattamento (ITAR-AC7); le acque in uscita dall'impianto configurano un unico punto di scarico autorizzato (SF1).

### 11.1 Sistemi di controllo degli scarichi nelle acque superficiali

La disciplina generale degli scarichi idrici di acque reflue industriale deve essere regolamentata da un'autorizzazione rilasciata dalla Provincia di Genova. La centrale

di Genova ha acquisito un'autorizzazione per lo scarico di acque reflue industriali a mare. L'autorizzazione precisa i parametri specifici e le frequenze dei controlli e delle analisi da effettuare in ottemperanza al D.Lgs. 152/99. Non sono mai stati registrati superamenti dei limiti.

Le metodologie di riferimento applicate per effettuare le analisi chimiche, riportate nei bollettini per ciascun parametro, sono riferite al quaderno IRSA/CNR denominato "metodi analitici per le acque".

### 11.2 Scarico acque di raffreddamento

Le acque per il raffreddamento degli impianti (condensatori, olio delle turbine, dei trasformatori e dei macchinari ausiliari) vengono restituite integralmente, mantenendo le caratteristiche chimiche e fisiche dell'acqua di mare in ingresso, ad eccezione della temperatura che subisce un incremento. Al fine di evitare incrostazioni nei macchinari, nell'acqua di mare in ingresso viene effettuata preventivamente una debole clorazione dosando opportunamente ipoclorito di sodio, rispettando il limite imposto dalla tab.3 del D.Lgs.152/99.; in uscita allo scarico è installato un clororesiduometro in continuo e per ogni turno giornaliero viene registrata la concentrazione e controllato il dosaggio. Il valore medio annuale è intorno a 0,03 mg/l di cloro. Nel periodo primaverile-estivo, in cui si effettuano dosaggi maggiori, il valore medio è pari a 0,05 mg/l. Il limite del cloro attivo libero pari a 0,2 mg/l, è ampiamente rispettato.

Sullo scarico è misurata, in continuo, la temperatura dell'acqua di mare. La temperatura dell'acqua di mare è rilevata da tre sonde termometriche installate nell'ultimo tratto del canale di scarico. Semestralmente vengono effettuate delle campagne di misura per la verifica della differenza di temperature tra il punto di

scarico e un arco di punti a 1000 m, che deve essere inferiore a 3°C. Le acque di raffreddamento sono gestite secondo una procedura operativa del sistema e prescrizioni di esercizio, volte a garantire il rispetto dei limiti sulla temperatura allo scarico.

### 11.3 Scarico ITAR

Sullo scarico dell'ITAR, confluiscono le acque con caratteristiche acide-alcaline, nonché le acque provenienti dall'impianto di trattamento delle acque sanitarie e delle acque oleose. Il punto ufficiale di controllo dello scarico è situato a valle dell'impianto. Oltre ai controlli giornalieri necessari alla conduzione degli impianti per garantirne l'efficienza, l'autorizzazione agli scarichi prevede degli adempimenti sull'esercizio e manutenzione degli impianti, come la registrazione delle portate e degli eventi di carattere manutentivo effettuati su ogni impianto. La frequenza di campionamento è bimestrale in caso di servizio continuo, mentre per servizio discontinuo viene effettuato un campionamento ogniqualvolta si riavvia l'impianto. Un misuratore volumetrico determina la portata di acqua trattata dall'impianto.

## 12 La gestione dei rifiuti

Prima di essere conferiti a soggetti autorizzati per lo smaltimento o il recupero, i rifiuti vengono temporaneamente depositati in aree appositamente attrezzate all'interno dell'impianto. Il Decreto legislativo 22/97 stabilisce in modo rigoroso i quantitativi massimi che possono essere depositati e i tempi di permanenza possibili.

I rifiuti sono depositati in aree delimitate e in modo controllato prevenendo qualsiasi rischio per l'uomo e per l'ambiente. Il personale identifica la tipologia del rifiuto nel

momento della produzione, attribuendogli il codice CER e provvede alla separazione fisica dei rifiuti pericolosi da quelli non pericolosi; i depositi per rifiuti pericolosi sono dotati di pavimentazione idonea a prevenire versamenti liquidi, mentre i rifiuti non pericolosi, per esempio il legno da imballaggi, sono stoccati in appositi contenitori scarrabili. La gestione interna dei rifiuti è pertanto un aspetto ambientale significativo che viene gestito con procedura operativa ed effettuando controlli periodici sui depositi.

I dati relativi alla produzione dei rifiuti della centrale Enel di Genova sono dettagliati nelle schede di riferimento B11. Planimetria di riferimento all'allegato B22.

### **12.1 Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali pericolosi**

Gli oli esausti e le emulsioni che provengono dall'esercizio e dalle manutenzioni dei sistemi di lubrificazione ed automazione meccanica dei macchinari, sono raccolti e conferiti al Consorzio obbligatorio degli oli esausti. La percentuale di rifiuti pericolosi recuperati è costituita principalmente dal recupero degli oli. Negli ultimi anni la centrale ha portato avanti il piano di scoibentazione dell'amianto dagli impianti e altre attività di sostituzione impianti che hanno comportato lo smaltimento in discarica di queste tipologie di rifiuti.

### **12.2 Prevenzione della dispersione di fibre in fase di rimozione e smaltimento dell'amianto**

Le attività di rimozione vengono affidate a ditte specializzate ed autorizzate che agiscono secondo piani di sicurezza preventivamente approvati dalle autorità

competenti. Detti piani trattano anche del confezionamento del rifiuto e dello stoccaggio in attesa di smaltimento.

Le medesime procedure sono applicate anche nel caso di rimozione di quantità limitate di materiali contenenti amianto.

### **12.3 Produzione, recupero e smaltimento di rifiuti speciali non pericolosi**

La maggior parte dei rifiuti non pericolosi è costituita da ceneri provenienti dalla combustione, che vengono inviate a recupero al 100%. Il contenuto delle ceneri nel carbone varia dal 10% al 15 % in peso. Approssimativamente le ceneri leggere costituiscono il 96 % di tutte le ceneri prodotte dalla combustione e vengono raccolte nelle tramogge di fondo dei sistemi di abbattimento polveri, i filtri elettrostatici e filtri a maniche (con una percentuale di abbattimento superiore al 99%). Il 4% è costituito dalle ceneri pesanti, che sono aggregazioni porose di ceneri ed incombusti raccolte direttamente sulle tramogge di fondo delle camere di combustione ed estratte attraverso l'impianto denominato Magaldi.

Dal 2003, grazie al sistema di estrazione e frantumazione a secco, sono stati ridotti gli smaltimenti delle ceneri pesanti, che comunque vengono avviate al recupero. L'avvio al recupero avviene praticamente in modo contestuale alla produzione.

### **12.4 Composizione ceneri leggere**

La tabella riporta la composizione rappresentativa di un campione di ceneri leggere. L'analisi viene eseguita da un laboratorio specializzato ed autorizzato esterno all'UB Genova.

Composizione Ceneri Leggere			
Silice	Come SiO <sub>2</sub>	47.92%	In peso
Alluminio	Come Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	19.65 %	In peso
Ferro	Come Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	6.12 %	In peso
Calcio	Come CaO	2.69%	In peso
Magnesio	Come MgO	1.44%	In peso
Zolfo	Come SO <sub>3</sub>	0.71%	In peso
Incombusti	Come C	8.66 %	In peso
Altri Ossidi (Na, K, P, Ti,Mn)		3.33%	In peso

Le ceneri da carbone hanno una composizione simile a quella delle pozzolane naturali che sono impiegate per la preparazione del cemento. Il potere aggregante che questi materiali conferiscono al cemento è dovuto in entrambi i casi alla presenza di silicoalluminati. L'utilizzazione delle ceneri nella preparazione del cemento può essere impedita solo dalla presenza di particelle carboniose incombuste. Il tenore degli incombusti deve essere in un range compreso tra il 2-10 % per essere recuperato dai cementifici o simili, secondo le specifiche del DM 5 febbraio 1998. Le ceneri prodotte nell'impianto di Genova rispettando tale limite possono essere totalmente recuperate.

Le ceneri sono state sottoposte anche ad indagini sulla eventuale presenza di radioattività, con risultati negativi, come attestano i risultati della campagna di misure effettuata a cura dell'ARPAL.

### 13 Uso e contaminazione del terreno

Tutta l'attività produttiva si svolge nell'area recintata dell'impianto, fatta eccezione per l'opera di presa sul mare. La superficie complessiva di dette aree è di 48.217 m<sup>2</sup>. Le aree sono di proprietà del Demanio Marittimo.

Sistemi di prevenzione basati sulla segregazione dei nastri trasportatori sulla compattazione e umidificazione dei mucchi di carbone consentono di mantenere entro ambiti molto ridotti la dispersione di polverino di carbone.

### **13.1 Sversamenti e dispersioni di sostanze (oli minerali).**

Le sostanze che in concreto possono dare origine in condizioni non normali e in caso di incidenti ad inquinamenti del suolo sono gli oli lubrificanti ed isolanti. All'interno delle sale macchine, le piccole perdite dai comandi oleodinamici o dai sistemi di lubrificazione del macchinario e gli eventuali versamenti durante le attività di manutenzione, interessano superfici pavimentate e pertanto possono essere facilmente bonificate. L'adozione di misure tecniche e gestionali preventive ed una opportuna azione di sensibilizzazione del personale consentono di controllare completamente questo aspetto e di prevenire la contaminazione del suolo.

L'olio nuovo, contenuto in fusti o in serbatoi, è stoccato in locali appositamente adibiti che non consentono la dispersione sul suolo. I trasformatori che contengono rilevanti quantità di olio sono disposti sopra vasche di raccolta appositamente costruite che consentono di raccogliere tutto l'olio contenuto nella macchina in caso di cedimento dell'involucro esterno. Nell'ambito del sistema di gestione ambientale questo aspetto è stato complessivamente valutato significativo al fine di migliorare ove possibile le azioni di prevenzione sia in condizioni normali sia nei confronti di possibili incidenti. A tale scopo è stato previsto un piano di controlli periodici. Le registrazioni del sistema di gestione ambientale consentiranno di documentare anche eventuali incidenti di rilevanza minima e quindi di migliorare comunque le azioni di prevenzione.

### **13.2 Contaminazione del suolo da versamenti e perdite di OCD e gasolio.**

L'olio combustibile necessario al fabbisogno dell'impianto viene scaricato dalle bettoline tramite tubazione e stoccato in due serbatoi di riserva della capacità complessiva di circa 8000 m<sup>3</sup> e in due di servizio da 450 m<sup>3</sup>; il gasolio, fornito con autobotte viene stoccato in un serbatoio da 25 m<sup>3</sup>, da cui sono alimentate le varie utenze. Tutti i serbatoi sono dotati di bacini di contenimento collegati al sistema di raccolta e drenaggio che convoglia le eventuali perdite all'impianto di trattamento ITAO. E' presente anche un serbatoio di gasolio per autotrazione da 10 m<sup>3</sup>, interrato, con struttura metallica a doppia camera ed i serbatoi di gasolio, utilizzato per l'alimentazione dei gruppi elettrogeni, sono provvisti di bacino di contenimento. Tenuto conto del tipo di costruzione dei serbatoi OCD e del gasolio, si giudica complessivamente non elevato il rischio di percolazioni nel sottosuolo.

### 13.3 Sistemi di prevenzione e controllo

L'accadimento di sversamenti può avvenire durante le fasi di carico e scarico delle sostanze, che comunque sono provviste di dispositivi di intercettazione nel caso di perdite o rotture. Nei casi di emergenza in cui si può verificare una potenziale contaminazione del suolo si adotteranno le misure necessarie ad eventuali bonifiche e ripristini delle aree coinvolte, così come previsto dalle procedure operative e dal Piano di emergenza interno.

Per quanto riguarda i depositi di oli minerali, negli ultimi dieci anni sono stati sostituiti sia il fondo che il tetto dei serbatoi da 3000 m<sup>3</sup> e 5000 m<sup>3</sup> contenenti OCD. Su tutti i serbatoi il personale interno effettua le misure spessimetriche con cadenza biennale. Si registrano le misure effettuate su rapporti interni, dai quali non risultano situazioni critiche.

Le perdite interessano di norma superfici pavimentate, l'OCD raffreddandosi si rapprende rapidamente pertanto nel caso di piccole perdite o di fuoriuscite dalle tubazioni durante le manutenzioni è possibile ripulire le zone interessate con appositi materiali assorbenti.

Inoltre le misure di controllo e sorveglianza sono efficaci sistemi di verifica preventiva dello stato di conservazione delle aree adibite allo stoccaggio delle sostanze pericolose e dei rifiuti. Nell'impianto sono presenti delle vasche interrato, asservite al sistema di raccolta e convogliamento delle acque reflue, si tratta quindi di vasche di transito. Le vasche ed i serbatoi presenti nell'area di impianto vengono censiti e classificati in base al loro contenuto e vengono stabiliti idonei programmi di controllo e verifica tramite la produzione di avvisi informatici per la realizzazione di attività di controllo e manutenzione.

### **14 Uso di combustibili**

I combustibili utilizzati, per la quasi totalità, come fonte di energia per la produzione termoelettrica sono il carbone, l'olio combustibile denso, il gasolio e solo in via sperimentale nell'anno 2005 la biomassa (282 ton).

In proposito si ritengono utili le precisazioni seguenti.

Il consumo di olio combustibile è ripartito in base al tenore di zolfo (ATZ = alto: >2,5%; MTZ = medio: >1,3% e ≤2,5%; BTZ = basso: >0,5% e ≤1,3%; STZ = bassissimo: ≤0,5%). L'olio combustibile utilizzato nella centrale termoelettrica di Genova è classificato come BTZ (basso tenore di zolfo). In seguito al graduale aumento del consumo di carbone, l'impiego dell'OCD è andato negli anni riducendosi. Il gasolio, in quanto combustibile di costo elevato, ha impiego eccezionale. Il tenore massimo di

zolfo nel gasolio per produzione di energia elettrica è stabilito per legge nello 0,2%. Le principali attività sono ricezione, messa a parco, ripresa da parco e rifornimento del carbone per le unità produttive; inoltre ricezione, stoccaggio e rifornimento ai serbatoi di servizio dell'olio combustibile denso e stoccaggio del gasolio di avviamento.

### 15 L'Efficienza energetica del ciclo produttivo

L'efficienza energetica di un impianto si riassume in maniera semplice e completa attraverso un unico parametro: il consumo di calore necessario per immettere in rete 1 kWh.

Tale parametro è denominato Consumo Specifico Netto (Csn), e viene espresso in kcal/kWh. Può essere riferito ad una sola sezione o all'intero impianto<sup>1</sup>, ed è inversamente proporzionale al rendimento netto (energia inviata in rete/energia impiegata):  $Csn = 860 / \text{rendimento netto}$ .

Il Csn di una sezione varia al variare della potenza lorda erogata ai morsetti dell'alternatore e del tipo di combustibile utilizzato. Inoltre dipende da due parametri ambientali: la temperatura dell'acqua di raffreddamento e dell'aria. Per ogni valore di potenza erogata, di tipo di combustibile e per fissate condizioni ambientali, esiste un valore minimo di consumo (valore ottimale) che corrisponde ai valori ottimizzati di tutti i parametri e delle condizioni di processo che concorrono a determinare il rendimento del ciclo termico e del consumo dei macchinari ausiliari. Il valore ottimale ovviamente è legato al tipo di ciclo termico adottato, vale a dire alle tecnologie ed alle scelte impiantistiche individuate in sede di progetto. Per ottenere

---

<sup>1</sup> Il Csn nel caso dell'intero impianto riguarda valori medi di medio e lungo periodo (mese, anno), nel caso di singola sezione può riguardare valori medi anche di breve periodo.

un valore più basso del consumo ottimale sarebbe necessario apportare modifiche sostanziali alla configurazione del ciclo termico o al tipo di macchinario impiegato.

### 15.1 Il controllo del consumo specifico

Il consumo specifico netto effettivo (csn), a causa di possibili mal funzionamenti delle varie componenti impiantistiche (guasti o sporcamenti), può scostarsi dal valore ottimale di qualche punto percentuale. Per rendere minimo il consumo di carbone è necessario controllare continuamente il consumo specifico ed eliminare nel più breve tempo possibile le cause di scostamento dal valore ottimale.

Nell'impianto di Genova il controllo del consumo specifico è sistematico. A cura degli operatori di esercizio si procede al rilievo dei parametri che possono influenzare il consumo e attraverso un modello di calcolo (disponibile sul Sistema Informativo ENEL - Banca Dati di Esercizio) si determina il valore del consumo e gli scostamenti relativi a ciascuna delle cause che portano ad un peggioramento. Si ha così la possibilità di intervenire nel più breve tempo possibile per ristabilire le migliori condizioni di funzionamento.

### 15.2 Uso dell'acqua

La gestione della risorsa idrica è naturalmente un aspetto significativo per la produzione di energia elettrica sia per la disponibilità per uso industriale e civile sia per la necessità di operare verso il riutilizzo e il recupero totale della stessa.

La Centrale termoelettrica di Genova utilizza per lo svolgimento della propria attività di produzione di energia elettrica le seguenti tipologie di acqua:

- Acqua di acquedotto per usi civili e igienici, per la produzione di acqua demineralizzata di integrazione alle caldaie, per l'impianto antincendio ed altre attività legate alla produzione.
- Acqua di mare per il raffreddamento dei condensatori e dei macchinari ausiliari che viene integralmente restituita al corpo ricettore.

L'acqua dolce è prelevata da due acquedotti genovesi, il DeFerrari-Galliera e il Nicolay; l'acqua di mare per il raffreddamento e per i servizi di processo è prelevata in corrispondenza della calata Giacone, tramite un'opera di presa nel Porto di Genova. Per quanto riguarda l'opera di presa, questa è di tipo sommerso con una sezione pari a 54 m<sup>2</sup> posta alla profondità che va da 1 a 7 m; la velocità di aspirazione è di 0,267 m/s. Lo scarico di tipo sommerso è posto alla profondità che va da 0,6 a 5 m, la velocità di scarico è di 0,623 m/s. L'acqua prelevata dal mare attraversa un canale di presa e passa in un sistema di filtrazione a griglie rotanti. A valle delle griglie filtranti l'acqua s'immette in due canali dai quali aspirano le pompe di circolazione, che la inviano negli impianti.

### 15.3 Uso di sostanze

Questo aspetto viene considerato in generale significativo per valutare la possibilità di ridurre i quantitativi di sostanze pericolose utilizzati e stoccati sugli impianti.

### 15.4 Materiali e prodotti chimici per il processo e per i servizi

Come additivi di processo (trattamento delle acque per la produzione di acqua demineralizzata per il ciclo termico e delle acque reflue prima dello scarico) e per le attività di servizio (manutenzione ordinaria macchinari e apparecchiature), si utilizzano materiali e prodotti chimici, alcuni dei quali risultano classificati pericolosi secondo il D.M. 28/4/97. L'uso di queste sostanze è soggetto all'applicazione delle

precauzioni indicate nelle relative schede di sicurezza. Per l'acquisto è stata adottata una procedura operativa volta al controllo ed alla riduzione delle sostanze pericolose introdotte nell'impianto. Non vengono utilizzate per queste attività le sostanze classificate come cancerogene o mutagene o radioattive.

### 15.5 Oli minerali

In occasione di attività di manutenzione, per sopperire al degrado delle caratteristiche fisiche e chimiche, può essere necessaria la sostituzione dell'olio nei macchinari. Parte dell'olio sostituito può essere riutilizzato, previa decantazione. I trasformatori sono isolati con olio dielettrico, non contenente PCB. Gli oli dielettrici vengono stoccati in cinque serbatoi da 10 m<sup>3</sup>, e due da 3,70 m<sup>3</sup>, inoltre 2,3 m<sup>3</sup> in fusti. L'olio lubrificante viene stoccato in un serbatoio da 24 m<sup>3</sup> destinato ad un eventuale scarico olio lubrificante dalla turbina.

I fusti di olio vengono stoccati in un locale idoneo alla movimentazione delle sostanze, con vasche di raccolta sotto i fusti e pavimento impermeabilizzato, per evitare piccole perdite o sversamenti sul suolo. Le quantità acquistate e utilizzate vengono riportate su un registro di carico e scarico per deposito privato e gestite dal responsabile di magazzino. Nel 2003 sono stati acquistati 63705,4 kg con 16809,4 kg di giacenza e scaricate 49766,4 kg. In queste quantità è compreso anche l'acquisto di olio dielettrico pari a 8244 kg che viene direttamente scaricato sull'impianto. Nel 2004 sono stati caricati 23425 kg di olio lubrificante, con in giacenza 13.939 kg e scaricati 11.473 kg.

### 15.6 Sistemi di prevenzione e controllo

Le sostanze pericolose vengono gestite con apposite procedure e istruzioni operative, che definiscono le modalità di acquisto, di scarico delle sostanze da autobotti, di deposito e stoccaggio, uso e movimentazione dei contenitori, intervento in caso di eventuali emergenze a seguito di sversamenti accidentali. Ogni sostanza è corredata dalla scheda di sicurezza conforme alle disposizioni legislative vigenti che riporta le indicazioni necessarie ad una corretta gestione della sostanza.

In piccole quantità i materiali (fusti di olio e grasso) possono essere stoccati in aree idonee presso i vari reparti (combustibile e meccanico) per l'immediato utilizzo.

### 15.7 Sostanze gassose

L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento degli alternatori. Le bombole dell'idrogeno sono sistemate, in una fossa posta all'esterno del fabbricato di centrale. In caso di incendio, la fossa può essere completamente allagata tramite una tubazione dell'impianto antincendio. L'anidride carbonica viene impiegata come gas inerte di "spiazzamento" dell'idrogeno nelle fasi di riempimento e svuotamento dell'alternatore ed è inoltre presente come estinguente in molti estintori, sia fissi sia mobili. L'acetilene, l'argon, il propano, l'ossigeno sono gas utilizzati nell'officina meccanica in modiche quantità. Alcuni gas puri vengono utilizzati per le analisi di laboratorio.

L'esafioruro di zolfo è un gas annoverato tra quelli che contribuiscono all'effetto serra. E' utilizzato, per le sue elevate proprietà dielettriche, in numerose apparecchiature sigillate (interruttori, quadri elettrici, ecc.). I quantitativi presenti complessivamente sull'impianto sono di circa 51 kg; i reintegri non sono significativi e la manutenzione di queste apparecchiature, effettuata durante le fermate

programmate è svolta da ditta specializzata, grazie anche ad una procedura che ne consente il recupero in caso di interventi.

La sostituzione dell'esafloruro di zolfo con altri gas isolanti non è attualmente praticabile per gli altissimi costi implicati, pertanto sul mercato non sono disponibili apparecchiature alternative.

### **15.8 Questioni locali**

Le questioni locali riguardano impatti che nascono da specifiche caratteristiche del processo produttivo o da peculiarità ambientali delle aree circostanti il sito.

### **15.9 Gestione della raccolta interna dei rifiuti.**

Per conformarsi alle disposizioni di legge occorre assicurare l'assenza di rischi per l'ambiente (suolo acque), e per le persone in tutte le fasi di gestione dei rifiuti. E' necessario pertanto prevenire i possibili versamenti accidentali di inquinanti, la dispersione di polveri e di materiali in fibre, l'emissione di vapori nocivi, attraverso un'accurata gestione delle operazioni di raccolta e deposito dei rifiuti.

## **16 Emissioni di gas, vapori, polveri, odori molesti.**

Nel linguaggio aziendale qualsiasi effluente che non proviene dalla combustione nelle caldaie principali è definita come "emissione secondaria".

L'impatto considerato per queste emissioni è il contributo additivo agli impatti dovuti alle emissioni dai camini principali, con eventuali effetti di disturbo localizzati nelle immediate vicinanze dell'impianto.

Sono state prese in esame tutte le possibili sorgenti considerando i macchinari e le attività principali di manutenzione ed è stato definito un censimento dei possibili

punti di emissioni per i quali è prevista una campagna di misure che sarà effettuata da un laboratorio certificato.

Le emissioni da macchinario di processo riguardano le prove di avviamento mensili dei gruppi elettrogeni dislocati nella centrale. Il funzionamento reale è naturalmente un caso del tutto eccezionale. I punti di emissione dai fabbricati e dalle strutture di servizio sono costituiti da sfiati e da ricambi d'aria dagli ambienti di lavoro (officine), nonché dagli impianti di riscaldamento. La campagna di misure comprende sia il campionamento di punti prossimi ai serbatoi di stoccaggio delle sostanze in fase di approvvigionamento che quello delle polveri aerodisperse dovute alla movimentazione delle ceneri e del carbone. La qualità dell'aria all'interno dei locali è controllata nell'ambito delle attività per l'igiene e la sicurezza degli ambienti di lavoro. L'inquinamento atmosferico dovuto a questa tipologia di emissioni rappresenta complessivamente un aspetto non significativo, che verrà comunque posto sotto controllo in base alle risultanze della campagna predetta.

### **17 Emissioni sonore verso l'esterno.**

L'impianto della centrale termoelettrica di Genova è inserito in un'area portuale e riporta come limiti di emissione quelli dell'area industriale di classe VI (65 dBA diurni e notturni) e di immissione (70 dBA diurno e notturno).

L'ultima campagna di misure svolta per rilevare il clima acustico intorno all'impianto è stata condotta nei mesi di maggio e dicembre 2004. L'indagine si è svolta presso la centrale termoelettrica di Genova nelle condizioni di esercizio a pieno carico dei gruppi, al fine di valutare il rispetto dei limiti massimi ammissibili di rumore ambientale. Le misure sono state mirate alla verifica acustica di alcuni punti maggiormente sensibili, in particolare abitazioni ed alberghi.

I punti di misura sono stati individuati:

- sulla base di preliminari indagini in loco, tenendo conto delle finalità di tale indagine ed includendo tutte le aree ove si aveva interesse a determinare l'entità dei livelli di pressione sonora (recettori sensibili);
- verificando le possibilità di accesso alle proprietà delle abitazioni più vicine alla stazione ed al perimetro esterno dell'impianto (confine).

Sono stati individuati e monitorati n°7 punti di misura.

L'emissione massima riscontrata lungo il confine Enel (praticabile) risulta essere di Leq 64,5 dB(A), mentre il valore assoluto di immissione massimo rilevato è Leq 63,0 dB(A) con un rumore residuo LR di 61,5 dB(A) sempre diurno.

Per quanto riguarda il tempo di riferimento notturno, il valore delle emissioni non cambia vista la vicinanza della sorgente sonora, mentre si riduce, in maniera non evidente, il valore assoluto di immissione, venendo a mancare una quota parte dell'attività antropica della superficie considerata nell'analisi acustica; quindi il valore assoluto di immissione misurato è Leq 62,0 dB(A) con un rumore residuo LR di 59,5 dB(A) sempre notturno.

Quindi allo stato attuale il sito produttivo in esame non supera i limiti di emissione e assoluti di immissione previsti per il periodo diurno e per il periodo notturno.

Per ulteriori approfondimenti si veda nella scheda relativa al "quadro normativo".

### **17.1 Rumore e vibrazioni in ambiente di lavoro, incidenza sui flussi di traffico**

Sono state prese in considerazione anche queste tipologie di impatto concludendo con una valutazione di non significatività.

I rischi derivanti dall'esposizione al rumore dei lavoratori sono affrontati nel rispetto del Decreto Legislativo 15 Agosto 1991, n° 277, adottando tutti gli accorgimenti necessari alla limitazione dei tempi di esposizione e impiegando gli opportuni dispositivi di protezione individuali.

In ottemperanza al D.Lgs. 277 del 15/8/1991, e della legge 626/94, l'UB Genova ha svolto un programma di misurazioni dei livelli di rumore presso gli ambienti di lavoro all'interno degli impianti. Il lavoro di mappatura è stato compiuto sulla base di griglie di sei metri di lato in tutto il sito industriale e, sulla base delle misure effettuate, è stato redatto un documento finale, costituito dalla Planimetria e dagli Elenchi delle aree di lavoro con livelli di rumore associati, il quale è stato distribuito a tutti i reparti ed è a disposizione nell'archivio sia cartaceo che informatico presso il Reparto Sicurezza ed Igiene del Lavoro.

In seguito a tale mappatura sono state individuate le aree critiche, il personale esposto (distinto per gruppi omogenei) ed i possibili interventi di protezione. In particolare si sono svolte le seguenti attività:

- Affissione di apposita segnaletica delle aree individuate con livelli di rumore superiori a 90 dB(A)
- Individuazione del personale esposto
- Formazione alla prevenzione per il personale
- Visite mediche periodiche di controllo per il personale.

### **18 Impatto visivo**

La collocazione degli impianti in una zona portuale è destinata al traffico commerciale e industriale.

L'impianto è prospiciente il mare e quindi visibile dalla strada principale solo nei tratti immediatamente adiacenti. Esso risulta invece visibile dalle alture circostanti ed in particolare dal centro abitato di Genova, in quanto risulta proprio dietro l'area in cui è ubicata la Lanterna.

L'elemento di spicco risulta essere il parco carbone visibile dall'area portuale prospiciente l'impianto. Le altre strutture impiantistiche non costituiscono poli visuali importanti.

**Panoramica notturna degli impianti e della Lanterna.**



### 19 Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza

Il funzionamento di macchine e di apparecchiature elettriche a corrente alternata ad una frequenza di 50 oscillazioni al secondo (50 Hz), come è quella usata nelle applicazioni industriali e domestiche, genera campi elettrici e magnetici: queste perturbazioni rimangono confinate nell'intorno delle apparecchiature elettriche e lungo le linee di trasmissione. Nella campagna di misure effettuata nel maggio del 2005, il valore massimo riscontrato come campo magnetico di 1000  $\mu\text{T}$  è stato rilevato sotto l'uscita delle sbarre principali- centro stella del gruppo 6- mentre il valore massimo di campo elettrico, pari a 1,5 kV/m è stato individuato nella stazione

elettrica a quota 15 m. Queste aree sono ad accesso limitato per il personale mentre per l'esterno non risultano valori superiori ai limiti.

Si tratta quindi di un aspetto significativo che è di tipo indiretto.

Non risultano esposizioni della popolazione ai campi derivanti dalle apparecchiature elettriche degli impianti.

### **20 Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza**

Sono state valutate le condizioni di emergenza e sono stati individuati i possibili incidenti prevedibili in concreto sulla base della pluriennale esperienza nel sito e di possibili analogie con altri impianti.

Gli incidenti che sono stati valutati in linea teorica possibili sono gli incendi dei trasformatori e la fuoriuscita di olio o sostanza dalle apparecchiature localizzate negli impianti. L'impianto non rientra nell'ambito di applicazione D. L.vo 334/1999 "controllo dei pericoli di incidenti rilevanti ...". Il rischio incendio è stato valutato nel documento di valutazione dei rischi, costantemente aggiornato.

### **21 Incendi**

Gli impianti sono soggetti alla normativa antincendio, in base alla quale la centrale termoelettrica è considerata ad alto rischio incendio. Si dispone quindi delle necessarie valutazioni e del Certificato di Prevenzione Incendi. I trasformatori di macchina sono tutti dotati di sistemi antincendio fissi ad intervento automatico, che consentono di spegnere ogni principio di incendio. Le misure antincendio operanti sono sufficienti a contenere e a far fronte a questo tipo di emergenza. Inoltre il documento relativo al PEI e i sistemi di comunicazione adottati in ogni area consentono la riduzione e il contenimento del danno che comunque sarebbe senza conseguenze per l'ambiente esterno. Il rischio di autocombustione del carbone è

contenuto dalle modalità di stoccaggio del combustibile che viene compattato per ridurre il contatto con l'ossigeno; in caso d'incendio vengono attivati i presidi antincendio.

### **22 Impatti biologici e naturalistici**

Dagli studi di impatto ambientale sulla modellistica della dispersione termica in mare delle acque di raffreddamento (anno 2004), effettuata dal CESI si può rilevare che l'incremento termico dovuto allo scarico nel porto di Genova è al massimo di 1,5 °C considerato localmente. L'impianto collocato in area portuale è completamente antropizzato, pertanto non si segnalano alterazioni della biologia marina legate allo scarico termico. L'aspetto viene controllato con le campagne di misura sulla temperatura allo scarico e a 1000 metri da questo.

### **23 Emissione di onde elettromagnetiche da impianti di telecomunicazione**

L'esercizio di antenne trasmettenti nelle telecomunicazioni comporta l'emissione di campi elettromagnetici ad alta frequenza (milioni di oscillazioni al secondo) che sono invece capaci di viaggiare nello spazio. Entrambe le perturbazioni non hanno capacità ionizzanti e pertanto entro i valori di esposizione raccomandati - intensità e tempi - non sono in grado di produrre effetti biologici immediati.

Nel sito della centrale di Genova è stato installato un ponte radio Wind, ed in base alle risultanze delle indagini effettuate le misure di inquinamento elettromagnetico evidenziano che non esistono punti sensibili esposti ad un campo uguale o superiore a 6 V/m per ambienti dove vi sia una permanenza superiore alle 4 ore, né punti in cui il campo raggiunga i 20 V/m. Si dichiara inoltre che vengono rispettati i limiti imposti dalla normativa regionale inerenti la distanza di edifici e loro pertinenze dal centro

elettrico dell'antenna ed in particolare la legge regionale n. 11/00 per cui in un raggio di 50 m dal centro dell'antenna limitatamente al cono di emissione d'impianto.

## 24 Contaminazione del suolo e delle acque

L'aspetto relativo al trasporto carbone è stato valutato rispetto ai fenomeni di polverosità ed eventuali sporcamenti delle aree in cui avviene il trasporto.

L'operazione di scarico di OCD è effettuata dall'Unità movimento combustibili interna ad Enel che presidia le operazioni e attua controlli sulle attività e sulle attrezzature e mantiene attivo un piano di emergenza concordato anche con l'autorità portuale.

## 25 Salute e sicurezza sul lavoro

La sicurezza e la tutela della salute negli ambienti di lavoro rappresentano, insieme alla tutela dell'ambiente naturale, temi di interesse prioritario per ENEL.

*Si riportano nella tabella i dati relativi all'indice di frequenza e di gravità relativi all'anno 2002, 2003, 2004 e 2005 relativi all'U.B. di Genova.*

### Indice di frequenza (IF) e indice di gravità (IG)

INDICE	2002	2003	2004	2005
IG	0,55	0	0,22	0,18
IF	17,7	0	13,98	7,1

L'indice di frequenza rappresenta il numero di infortuni ogni milione di ore lavorate; l'indice di gravità il numero di giorni di assenza ogni mille ore lavorate.

### 26 Provvedimenti migliorativi in campo ambientale

Il rispetto per l'ambiente e il miglioramento continuo della sua protezione, in coerenza con la politica ambientale di Enel Spa, sono priorità per l'UB di Genova.

La centrale di Genova adotta numerose delle Best Available Technologies presentate dal documento di riferimento adottato a livello europeo "Integrated Pollution Prevention and Control" (IPPC) Reference document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants edizione luglio 2006.

Riassumendo esse sono:

- ✓ Adozione sistema di gestione ambientale EMAS
- ✓ Impianto raccolta e trattamento acque inquinate/inquinabili da oli, acque meteoriche, sanitarie
- ✓ Abbattimento polveri disperse mediante nebulizzazione acqua
- ✓ Copertura nastri trasporto carbone
- ✓ Pulizia periodica procedurata asse attrezzato e carbonile
- ✓ Installazione rete antincendio
- ✓ Area stoccaggio carbone su aree argillose
- ✓ Installazione nastri in zona aperta, recintata e non accessibile a veicoli
- ✓ Invio al riutilizzo ceneri
- ✓ Invio al riutilizzo fanghi da depurazione
- ✓ Monitoraggio periodico Hg e altri microinquinanti
- ✓ Impiego combustibili a basso tenore di zolfo
- ✓ Impiego bruciatori low NOx

- ✓ Impiego filtro a manica
- ✓ Impiego precipitatore elettrostatico
- ✓ Adozione vasche di contenimento serbatoi
- ✓ Gestione procedurata rifiuti
- ✓ Impiego sistemi avanzati controllo combustione

Ulteriori interventi previsti a breve termine ed oggetto della domanda di autorizzazione ambientale riguardano:

- ✓ Realizzazione impianto a co-combustione biomasse (riduzione del consumo di carbone con conseguente riduzione delle emissioni di gas serra)
- ✓ Utilizzo carboni a basso tenore di zolfo (riduzione emissioni SO<sub>2</sub>)
- ✓ Riutilizzo delle acque reflue (l'intervento è finalizzato alla riduzione dei prelievi idrici ed alla riduzione degli scarichi)
- ✓ Nebulizzazione con acqua filmante su parco carbone (riduzione ulteriore rischio di inquinamento atmosferico da sorgenti diffuse)
- ✓ Bonifica amianto, interventi su oleodotto, condotti aria/gas, edifici servizi (eliminazione rischio dispersione di fibre pericolose attualmente già in sicurezza).

### La co-combustione di biomasse

Il decreto 18 marzo 2002 (pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n°71 del 25 marzo 2002) definisce *co-combustione* la combustione contemporanea di combustibili non rinnovabili e di combustibili solidi, liquidi o gassosi ottenuti da fonti rinnovabili.

Enel intende realizzare nella centrale termoelettrica di Genova gli interventi necessari a produrre energia elettrica anche nell'assetto di co-combustione di carbone e biomasse vegetali con una potenza elettrica complessiva ascrivibile alla fonte rinnovabile di circa 15 MWe. Le biomasse che si intendono utilizzare saranno dunque in sostituzione di quota parte del carbone senza incremento di potenza termica ed elettrica dell'impianto.

Le biomasse combustibili che verranno impiegate, in accordo con l'Allegato III al DPCM 8 marzo 2002 (caratteristiche dei combustibili inquinanti e requisiti tecnici degli impianti), sono costituite da prodotti vegetali provenienti da:

- ✓ coltivazioni dedicate;
- ✓ interventi selvicolturali, manutenzioni forestali e potatura;
- ✓ lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine costituito da cortecce, segatura, trucioli, chip, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli non contaminati da inquinanti aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego;
- ✓ lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli, aventi le caratteristiche previste per la commercializzazione e l'impiego.

Si tratta, dunque, di biomasse cosiddette "vergini", esenti da colle, plastiche ed altri elementi o materiali estranei.

E' totalmente escluso l'utilizzo di biomasse configurabili come rifiuto.

## APPENDICE

### Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali

#### Identificazione

Il procedimento di identificazione e valutazione richiede cognizioni tecniche e scientifiche, esperienza di impianto, conoscenza appropriata della normativa di settore, sensibilità sulle problematiche ambientali. Tutto ciò può essere ottenuto nello stesso tempo solo attraverso l'aggregazione di più competenze. Per questo procedimento è pertanto nominato un apposito Team composto necessariamente: dal Rappresentante della Direzione (RD), dal Capo Sezione Esercizio (CSE), dal Capo Sezione Manutenzione (CSM) competente. Il Team, a discrezione del Direttore UB può avvalersi di specialisti Enel o terzi. Il coordinamento del Team è affidato al Rappresentante della Direzione.

I suggerimenti e le comunicazioni di tutto il personale costituiscono un punto di riferimento essenziale per questo procedimento. Le pertinenti comunicazioni sono registrate ed esaminate dal Team.

I possibili impatti per ciascuna delle categorie ambientali considerate sono stati ricercati considerando le componenti elettromeccaniche, le macchine e vagliando sia le condizioni operative normali, sia le condizioni operative non normali (avviamenti, arresti, emergenze, incidenti ). Sono state altresì considerate le attività di manutenzione ordinaria e straordinaria nonché le operazioni particolari e le eventuali attività progettuali in corso.

Il numero degli aspetti così individuati e la valutazione di significatività, può però mutare nel tempo in relazione a modifiche del processo produttivo, a nuove disposizioni di legge, a nuove conoscenze in merito agli effetti, a nuove direttive aziendali e ad altri fattori, non ultimi le osservazioni i suggerimenti o il

concretizzarsi di un diverso grado di sensibilità delle parti interessate. Per portare in conto queste possibili variazioni, il sistema di gestione include una procedura di valutazione che porta ad aggiornare le informazioni pertinenti contenute in un apposito registro degli aspetti ambientali. Le eventuali variazioni saranno puntualmente comunicate attraverso le dichiarazioni ambientali successive a questa.

### Valutazione

I termini di valutazione prospettati dalla Commissione delle Comunità Europee attraverso la Raccomandazione 2001/680/CE del 7 settembre 2001 relativa all'attuazione del regolamento (CE) n.761/2001, sono:

1. l'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente
2. il potenziale danno ambientale e la fragilità dell'ambiente
3. l'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'organizzazione
4. la dimensione e la frequenza degli aspetti

Il criterio adottato porta ad associare agli aspetti identificati i tre termini di valutazione definiti, tramite le cinque condizioni riportate nella tabella A. Per valutare una "misura" della dimensione e della frequenza degli aspetti, è stato adottato l'indice di rilevanza dei fattori di impatto (IR). L'Indice di Rilevanza (IR) di un fattore di impatto è un codice numerico a due posizioni, la prima riferita alla rilevanza qualitativa (quindi alla gravità del fattore), la seconda alla rilevanza quantitativa (vale a dire alla frequenza ed all'entità del fattore). Le cifre utilizzate per entrambe le posizioni sono "0", "1", "2" in ordine crescente di rilevanza combinate secondo lo schema concettuale di tabella B.

<b>Tabella A CONDIZIONI GENERALI PER DEFINIRE LA NECESSITÀ DI UN ALTO LIVELLO DI ATTENZIONE DA PARTE DELL'ORGANIZZAZIONE NEI CONFRONTI DI TALUNI ASPETTI AMBIENTALI.</b>	
<b>Termini di valutazione</b>	<b>Condizioni da verificare <sup>(1)</sup></b>
L'esistenza e i requisiti di una legislazione pertinente	1 L'aspetto, o l'impatto generato, è oggetto di prescrizioni autorizzative, di disposizioni di legge vigenti, oppure di prevedibili evoluzioni normative.
Il potenziale danno ambientale o la fragilità dell'ambiente	2 L'impatto genera o può generare conseguenze ambientali <sup>(2)</sup>
L'importanza per le parti interessate e per i dipendenti della organizzazione	3 L'impatto genera o può generare conseguenze economiche rilevanti
	4 L'impatto riguarda obiettivi strategici della politica ambientale dell'azienda. (Tenuto conto della politica aziendale, sia nei confronti dell'ambiente in generale, sia nei confronti della salvaguardia dell'igiene e della sicurezza degli ambienti di lavoro, ricadono affermativamente in questo caso gli impatti che presentano un indice di rilevanza IR 21 o 22 vedi tabella B )
	5 L'impatto è oggetto di sensibilità sociale
Nota 1: I significati di conseguenza ambientale, rilevanza economica e sensibilità sociale sono precisati nell'appendice 2.	
Nota 2 Si tratta di modifiche strutturali o funzionali agli ecosistemi ed habitat naturali, di disagi per i residenti locali, di limitazioni per la fruizione pubblica di beni ambientali, ecc.)	

<b>Tabella B INDICE DI RILEVANZA DEI FATTORI DI IMPATTO (IR)</b>		<b>INDICE QUANTITATIVO</b> (Entità e frequenza associate al fattore)		
		<b>BASSO</b>	<b>MEDIO</b>	<b>ALTO</b>
<b>INDICE QUALITATIVO</b> (Gravità connessa al fattore d'impatto)	<b>BASSO</b>	00	01	02
	<b>MEDIO</b>	10	11	12
	<b>ALTO</b>	20	21	22

Fascia medio alta degli indici

Esempi:

- Se un rifiuto pericoloso prodotto viene avviato al recupero in quantità superiori al 90% e la quota non recuperata è inferiore a 100 kg/anno, IR=20.
- Per una apparecchiatura elettrica di volume superiore a 5 dm<sup>3</sup> contenente olio contaminato da PCB, IR =22

Per ogni tipologia di impatto le soglie che determinano l'indice quantitativo, ed i criteri di assegnazione dell'indice qualitativo sono stabiliti da una dettagliata istruzione operativa. ciò consente di attribuire l'indice in modo oggettivo o quantomeno riproducibile

Figura 1 Indici di Rilevanza (IR)

Per valutare la dimensione e la frequenza degli impatti è stato definito un Indice di Rilevanza (**IR**) che prende in conto la **rilevanza qualitativa**, intesa come gravità, e la **rilevanza quantitativa** dei fattori di impatto. L'indice è di tipo numerico a due posizioni (ad esempio 02, 10, 22) ed è costruito secondo lo schema concettuale illustrato nella precedente tabella B.

L'indice è di tipo numerico a due posizioni, che possono assumere i valori 0, 1, 2: cosicché, 22 rappresenta un impatto che ha la massima rilevanza sia sotto il profilo qualitativo sia sotto quello quantitativo, 11 rappresenta un impatto medio, 02 può rappresentare un impatto non associato ad agenti nocivi per l'uomo e per l'ambiente, ma che può avere un riflesso ambientale a causa della rilevanza quantitativa: è il caso, ad esempio, dello scarico delle acque di raffreddamento rilasciate in mare che può modificare la temperatura delle acque. Viceversa, un indice 20 può rappresentare ad esempio il rilascio di sostanze nocive per l'ambiente ma in quantità limitate tali da non produrre conseguenze rilevabili: in questo caso la valutazione di significatività comporta l'impegno a ricercare e ove possibile ad impiegare sostanze alternative meno inquinanti.

L'indice viene determinato in modo oggettivo e riproducibile come meglio spiegato. In questa scheda è anche spiegato il modello concettuale seguito per la identificazione degli aspetti ambientali e le modalità di applicazione dei criteri generali sopra esposti.

**CRITERIO PER DETERMINARE LA SIGNIFICATIVITÀ DI UN ASPETTO AMBIENTALE**

Alta, quando l'IR è pari a 22 e si verifica almeno una delle condizioni riportate in tab. A;

Media, quando  $IR > 11$  e nel contempo si verifica più di una delle condizioni generali di tabella A.

Bassa, quando l'IR è pari a 02 o 11 ed è oggetto di sensibilità locale, oppure riguarda obiettivi strategici dell'azienda, o può provocare danni ambientali. In tutti gli altri casi è NON SIGNIFICATIVO.

Il criterio di valutazione adottato è quello riportato nel seguente box .

Per gli aspetti significativi occorre adottare nell'ambito del sistema di gestione concrete misure di controllo. Per tutti gli aspetti identificati occorre comunque adottare le misure necessarie per rispettare le prescrizioni legali anche di natura formale.

Come per l'assegnazione dell'indice di rilevanza, anche per l'esame delle condizioni della Tabella A, chi effettua la valutazione è guidato da una dettagliata istruzione, si realizza così una valutazione oggettiva, per quanto possibile, ma sicuramente riproducibile. Gli aspetti ambientali esaminati sono infatti riportati su un apposito registro che contiene tutte le informazioni necessarie per comprendere la valutazione fatta. Il registro costituisce il documento di riferimento per la definizione degli obiettivi e dei traguardi di miglioramento, nonché per definire le procedure per la gestione e la sorveglianza dei diversi impatti.

### ***ASPETTI AMBIENTALI INDIRECTI***

Dopo aver identificato gli aspetti ambientali è stata operata, in accordo con la raccomandazione comunitaria già citata la prevista distinzione tra gli aspetti ambientali diretti e aspetti ambientali indiretti, determinando il grado di controllo e gli aspetti sui quali l'azienda può esercitare un'influenza. Se l'azienda non ha un controllo diretto Totale sull'aspetto, allora questo viene considerato indiretto. Il controllo gestionale viene definito Parziale.

In una prima fase gli aspetti indiretti, così individuati possono essere analizzati prescindendo da quale sia il soggetto che lo controlla sotto il profilo gestionale e dal livello di controllo esercitato, attribuendo l'indice di rilevanza come da IS SGA 431/2 indici di rilevanza.

Successivamente in funzione dell'influenza che l'azienda è in grado di esercitare rispetto a tale attività, si valuta se:

1. L'azienda è in grado di coordinare e sorvegliare con proprio personale tale attività.

Si identificano due casi:

- 1a. Se i contratti o capitolati d'appalto includono richieste relative all'aspetto in questione e sui soggetti esterni, che sono i diretti responsabili dell'attività, vengono regolarmente effettuati controlli sistematici, il grado di controllo è Alto.

- 1b. Se il contratto esiste ma non include richieste particolari sull'aspetto in questione e i controlli effettuati sono sporadici, il grado di controllo è Medio.

2. L'azienda non può controllare l'aspetto con il proprio personale; i comportamenti dei soggetti terzi sono solo influenzabili da parte dell'azienda.

I casi si distinguono in:

- 2a. Se l'azienda attua azioni di sensibilizzazione e coinvolgimento di terzi per una corretta gestione dell'aspetto e si richiedono dati e informazioni necessari al rispetto della normativa, il grado di controllo è Medio.
- 2b. Se l'azienda, pur attuando azioni di sensibilizzazione non riesce ad ottenere dati e informazioni utili alla valutazione della significatività dell'aspetto, il grado di controllo è Basso.

Se l'azienda non può controllare né influenzare l'aspetto; le attività le operazioni ed i servizi di terzi caratterizzati da prestazioni ambientali scadenti o da rischi ambientali o da impatti perlopiù remoti rispetto al sito produttivo, non sono né controllabili attraverso vincoli contrattuali, né influenzabili mediante azioni di sensibilizzazione e coinvolgimento di terzi ed inoltre non si possono attuare scelte organizzative, tecnologiche e commerciali diverse che siano economicamente sostenibili allora il grado di controllo è nullo.

### **CRITERIO PER DETERMINARE LA SIGNIFICATIVITÀ DI UN ASPETTO AMBIENTALE INDIRETTO**

Media, se il grado di controllo è o medio o basso e l'Indice di Rilevanza è uguale o superiore a 21.

Bassa, se il grado di controllo è o medio o basso e l'Indice di rilevanza è uguale a 11.

In tutti gli altri casi l'aspetto è **NON SIGNIFICATIVO**.