

CEOT

PE-01-M001

## 1 INTRODUZIONE

### 1.1 Scopo

Il presente documento costituisce l'Analisi Ambientale relativa al sito su cui sorge la centrale di cogenerazione di Teverola, proprietà di Centro Energia Teverola S.p.A. e gestita dalla società Centro Energia Operator Teverola S.r.l. (in seguito per brevità: CEOT).

Tale Analisi Ambientale rappresenta una fase fondamentale dello sviluppo del Sistema di Gestione Ambientale della centrale, nella prospettiva dell'adesione volontaria al Sistema comunitario di Ecogestione e Audit.

Nell'ambito dell'Analisi, *CEOT* ha effettuato una approfondita valutazione degli aspetti ambientali generati dalle attività svolte presso il sito di Teverola e delle relazioni esistenti con la realtà ambientale del territorio circostante. Lo scopo è di verificare le modalità di gestione e, se necessario, ridefinirle affinché siano più coerenti ed appropriate, in funzione del quadro di riferimento legislativo applicabile e della struttura organizzativa della Società; un ulteriore obiettivo è quello di individuare gli interventi necessari per garantire un miglioramento continuo delle prestazioni ambientali.

Il presente documento di Analisi Ambientale è stato predisposto facendo riferimento al regolamento EMAS (Art. 3 punto b)<sup>1</sup> e alla norma UNI EN ISO 14001, che richiedono di individuare gli impatti ambientali significativi delle attività, prodotti e servizi di una organizzazione al fine di formulare una politica ambientale e di stabilire degli obiettivi di miglioramento.

### 1.2 Approccio

L'analisi degli aspetti ambientali correlati con le attività produttive è stata svolta, nel Febbraio 2001, da un gruppo di lavoro interno, supportato da consulenti esterni.

L'analisi è stata articolata nelle seguenti attività:

- verifica della legislazione ambientale applicabile, delle autorizzazioni e dei permessi rilevanti;
- raccolta di informazioni e dati comprendenti i risultati dei monitoraggi ambientali disponibili, le mappe, le planimetrie e i lay-out di interesse ambientale, gli schemi e le informazioni su impianti specifici di rilevanza ambientale;
- interviste con il personale coinvolto nella gestione delle attività di rilevanza ambientale;
- riesame delle pratiche e delle procedure ambientali esistenti;
- visite dirette delle varie aree, coperte e scoperte, all'interno della centrale.

---

<sup>1</sup> Per lo svolgimento della presente Analisi, sono stati inoltre presi in considerazione i requisiti contenuti in Annex VII "Initial Environmental Review" della bozza del nuovo Regolamento EMAS.

CEOT

PE-01-M001

Dal punto di vista metodologico l'analisi è articolata nelle seguenti fasi:

- a) identificazione degli aspetti ambientali connessi sia con le normali attività svolte presso il sito che con condizioni di emergenza e/o anomalia operativa;
- b) caratterizzazione e quantificazione degli aspetti ambientali identificati con riferimento alle normali condizioni operative;
- c) caratterizzazione delle situazioni di emergenza e delle anomalie;
- d) valutazione della significatività degli aspetti ambientali identificati;
- e) caratterizzazione dell'attuale struttura organizzativa.

### 1.2.1 Identificazione degli Aspetti Ambientali

Al fine di individuare in modo sistematico tutti gli aspetti ambientali è stata utilizzata un'apposita matrice che incrocia tutti gli aspetti ambientali possibili con le attività e i servizi svolti presso il sito sia dal personale interno che dalle ditte esterne; gli aspetti sono stati identificati con riferimento a condizioni di normale esercizio (X) e a condizioni di emergenza (E) /anomalia (A) dovute a guasti e/o incidenti o avvio/fermata dell'impianto.

Gli aspetti ambientali oggetto di verifica, raffrontati alle attività/servizi, sono stati i seguenti:

- consumi energetici;
- consumi idrici;
- consumo di materie prime;
- materiali di consumo;
- emissioni in atmosfera (convogliate e diffuse);
- reflui e scarichi idrici;
- rifiuti / residui;
- policlorobifenili e/o policlorotrifenili (PCB/PCT);
- sostanze lesive dello strato di ozono;
- amianto;
- odori;
- rumore verso l'esterno e negli ambienti di lavoro;
- vibrazioni;
- sorgenti di radiazioni non ionizzanti (elettromagnetismo);
- contaminazione del suolo;
- impatto visivo;
- traffico da e per la centrale.

### 1.2.2 Caratterizzazione e Quantificazione degli Aspetti Ambientali

Per ciascun aspetto ambientale identificato si sono analizzati i seguenti elementi:

CEOT

PE-01-M001

- la situazione attuale, ovvero una breve analisi dei processi, delle attività e/o dei servizi che determinano o possono determinare l'aspetto ambientale in condizioni normali;
- i riferimenti legislativi, ovvero le norme nazionali o locali applicabili alla centrale, inclusi eventuali autorizzazioni o permessi rilasciati per l'esercizio degli impianti e delle attività;
- informazioni e dati quantitativi disponibili a seguito delle attività di controllo e monitoraggio; laddove possibile si è cercato di ricavare degli indicatori ambientali, espressi con riferimento ai KWh di energia prodotta;
- lo status autorizzativo;
- le attività di controllo, sorveglianza e/o monitoraggio svolte, ovvero i sistemi di prevenzione e controllo dell'inquinamento;
- gli esiti delle indagini su eventuali precedenti situazioni incidentali;
- eventuali osservazioni e attività di miglioramento sia gestionale/organizzativo che tecnologico.

### 1.2.3 Valutazione degli Aspetti Ambientali Significativi

Al fine di individuare gli aspetti ambientali correlati alle attività, ai processi e ai servizi gestiti da CEOT, che provocano o possono provocare impatti sull'ambiente esterno più significativi, si è proceduto, sulla base di dati e delle informazioni raccolte ed elaborate nelle fasi precedenti, ad una valutazione degli stessi, seguendo le modalità operative e i criteri di significatività illustrati in seguito al punto 3.3 e nell'Allegato III.

### 1.2.4 Caratterizzazione delle Anomalie/Emergenze

Per quanto riguarda le possibili situazioni di anomalia/emergenza che possono generare un aspetto ambientale e, conseguentemente, un impatto sulle componenti ambientali individuate, è stata realizzata una analisi che ha compreso i seguenti elementi:

- la valutazione della situazione di anomalia o di emergenza che può occorrere nell'ambito di una attività, un processo o di un servizio;
- l'analisi delle conseguenze in termini ambientali e quindi la classificazione della situazione di emergenza;
- l'identificazione e l'analisi delle eventuali misure di prevenzione già messe in atto per ridurre la probabilità di accadimento dell'evento;
- la verifica delle eventuali modalità di gestione e mitigazione, costituite dalle procedure, prassi e/o sistemi adottati per intervenire a seguito dell'evento al fine di diminuire la gravità delle eventuali conseguenze sull'ambiente e di ripristinare velocemente la situazione di normalità.

### 1.2.5 Gestione ambientale esistente

**CEOT**

**PE-01-M001**

In questa sezione si presenta brevemente la struttura organizzativa esistente, evidenziando le responsabilità in materia di gestione ambientale, e la documentazione già predisposta e in uso per la gestione delle problematiche ambientali.

### **1.3 STRUTTURA DEL RAPPORTO DI ANALISI AMBIENTALE**

Coerentemente con l'approccio sopra illustrato, il presente rapporto è articolato nelle seguenti sezioni:

- Introduzione
- Inquadramento generale della centrale
- Aspetti ambientali
- Caratterizzazione delle anomalie/ emergenze
- Gestione ambientale esistente

CEOT

PE-01-M001

## 2 INQUADRAMENTO GENERALE

### 2.1 Ubicazione e Descrizione della centrale

Il sito è localizzato nell'area industriale di Teverola, a circa 3 km da Teverola e circa 15 km a nord-ovest di Napoli. Il Comune di Teverola è ubicato nella parte meridionale della Provincia di Caserta a nord-est di Aversa, città fondata nel 1030 dai Normanni, che attualmente conta circa 55.000 abitanti. Il territorio comunale di Teverola è lambito a nord dal canale di bonifica Regi Lagni, che costituisce il bacino idrografico del cosiddetto "comprensorio aversano", zona identificabile con la piana che si estende da Aversa a Castel Volturno e che comprende il sito in oggetto.

Il sito occupa la parte meridionale di un'area di proprietà, acquistata dalla Merloni Elettrodomestici S.p.A., e nota come ex area industriale Indesit.

La proprietà Merloni è parte di un'area di sviluppo costruita all'inizio degli anni '70 e comprende aree produttive (produzione di elettrodomestici) con i relativi servizi.

La superficie del sito è di 29.120 m<sup>2</sup>, di cui 331 m<sup>2</sup> occupati da uffici, disposti su due piani e comprensivi di un seminterrato, e circa 2.170 m<sup>2</sup> da magazzini.

Il sito è limitato rispettivamente:

- a ovest da un'area dello stabilimento della *Merloni* nella quale si realizza lo stoccaggio di motori per frigoriferi; oltre allo stabilimento c'è una linea ferroviaria in uso per il trasporto merci;
- a sud-ovest da alcuni magazzini ed insediamenti industriali, a est da aree agricole;
- a nord da un'area dello stabilimento *Merloni* (area 12);
- a sud a aree agricole, oltre le quali ci sono alcuni piccoli insediamenti industriali.

In allegato si riportano:

- la mappa con l'ubicazione geografica della centrale (*Allegato I*);
- la planimetria del sito (*Allegato II*).

### 2.2 Attività Produttive

L'impianto è una centrale di cogenerazione a ciclo combinato destinata alla produzione di energia elettrica, vapore e teleriscaldamento (acqua calda), da esportare alle utenze termiche esterne.

L'impianto è stato progettato per un funzionamento di tipo continuativo; la produzione di energia elettrica è ceduta alla rete GRTN a 220 kV. Il vapore a bassa pressione è in parte ceduto per usi tecnologici, mentre il teleriscaldamento fornisce acqua calda per il riscaldamento invernale degli ambienti di lavoro ai due stabilimenti della *Merloni Elettrodomestici* di Teverola.

CEOT

PE-01-M001

La potenza nominale della centrale è di 147.6 MW elettrici. La produzione annua di energia, vapore e acqua calda è indicata nella *Tabella 2.1*.

Nell'ambito degli accordi del CIP/6<sup>2</sup>, sono state concordate con Enel alcune fasce di tolleranza per la potenza elettrica prodotta, in funzione della temperatura ambiente. La produzione è articolata in fasce orarie: la fascia piena, tra le 6,30 e le 21,30, in cui la produzione si assesta ai limiti superiori della fascia di tolleranza, e quella vuota, tra le 21,30 e le 6,30 e nei giorni festivi, in cui Enel può richiedere una riduzione di carico.

La manutenzione generale, col fermo impianto, è generalmente programmata in uno dei mesi estivi e durante le ferie natalizie.

**Tabella 2.1**     *Produzione*

Tipologia	Unità misura	Quantità 1999	Quantità 2000	Quantità 2001
Energia elettrica	kWh	1.056	1.019	876
Vapore	kW	5.562.486	5.850.358	9.394.169
Teleriscaldamento (acqua calda)	kWh	6,28	7,58	4,74

La struttura organizzativa è composta di 24 dipendenti, di cui 11 impegnati come turnisti per la conduzione dell'impianto.

Alcune attività necessarie per la conduzione della centrale sono state affidate in modo continuativo a ditte esterne specializzate. Le attività di interesse per l'analisi degli aspetti ambientali affidate a ditte esterne sono nel seguito elencate:

- trasporto/smaltimento rifiuti,
- pulizie generali,
- manutenzione rete antincendio,
- manutenzione elettrica,
- manutenzione meccanica,
- manutenzione strumentale,
- pulizia vasche scarico finale.

### 2.3 Impianto principale, Infrastrutture e Impianti Ausiliari

L'impianto è sostanzialmente costituito da due gruppi identici e da una serie di servizi ausiliari d'impianto, così come descritti nel seguito:

<sup>2</sup> Provvedimenti del Comitato Interministeriale Prezzi n°6/92 che stabilisce i prezzi con i quali i privati possono vendere energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile o assimilata a Enel

CEOT

PE-01-M001

- due turbine a gas metano della taglia 52 MW, alimentate da gas naturale prelevato dalla rete SNAM;
- una turbina a vapore a condensazione, da 43.6 MW, alimentata dal vapore prodotto nelle caldaie;
- due caldaie a recupero, nelle quali i fumi esausti scaricati dalle turbine a gas provvedono alla generazione di vapore a due livelli di pressione, per l'alimentazione della turbina a vapore;
- un sistema di distribuzione all'utenza termica di vapore a bassa pressione fornito a *Merloni Elettrodomestici*;
- una caldaia ausiliaria a gas metano per l'avviamento a freddo (questa viene utilizzata dopo un periodo di fermata totale per ripristinare le tenute della turbina a vapore ed il regime di vuoto nel condensatore);
- un sistema di condensazione sottovuoto con condensatore ad aria per il vapore esausto proveniente dalla turbina a vapore;
- un sistema di raffreddamento dei sistemi ausiliari delle turbine;
- un impianto aria compressa;
- la sezione elettrica, comprendente:
  - i tre trasformatori principali, che elevano la tensione dell'energia elettrica prodotta sino a 220 kV per l'immissione nella rete GRTN, da 65000 kVA, in olio minerale,
  - i cinque trasformatori a servizio delle turbine, di cui tre – TEX da 750 kVA cadauno, e due – TSTR- da 1.000kVA, tutti in resina,
  - i quattro trasformatori per i servizi ausiliari – TAU- due da 2.000 kVA e due da 1.600 kVA, in olio minerale
  - i due trasformatori esterni – TU- sempre per i servizi ausiliari, da 6.000 kVA, in olio minerale.
- il sistema gas metano, che comprende una tubazione di allacciamento al gasdotto esistente;
- un impianto di demineralizzazione dell'acqua per renderla idonea all'uso in caldaia e uno per il trattamento acque per uso igienico sanitario;
- il serbatoio d'accumulo dell'acqua demineralizzata e dell'acqua antincendio e grezza, del volume di 240 m<sup>3</sup>;
- i sistemi ausiliari meccanici, che comprendono: la rete acqua per uso civile, i sistemi di ventilazione e di condizionamento aria per l'edificio principale;

CEOT

PE-01-M001

- i sistemi di trattamento acque e le reti acque reflue;
- i sistemi d'illuminazione, telefonico, interfonico, citofonico, TV a circuito chiuso, rete di terra e protezione catodica ove necessario;
- un laboratorio chimico per le analisi delle acque ed un laboratorio meccanico/strumentale.
- il sistema di rilevazione ed estinzione incendio; questo può essere considerato composto da tre impianti:
  1. Impianto di estinzione manuale, comprensivo di 10 estintori a polvere da 12 kg, 19 estintori a CO<sub>2</sub> da 5 kg, 7 estintori carrellati a polvere da 50 kg, 11 idranti UNI 45 e 11 idranti UNI 70-100;
  2. Impianto di estinzione automatico, composto da:
    - Impianto a diluvio;
    - Sistema di allarme manuale: pulsanti; targhe ottico-acustiche; sirene;
    - Sistema di rilevazione: sensori di fumo; sensori di gas; sensori di temperatura;
    - Impianto a CO<sub>2</sub>;
    - Impianto a gas CEA410;
    - Pannello di allarme e controllo;

Un pannello supplementare (FCP-202) è installato all'interno della stazione di gas naturale e provvede alla trasmissione in sala controllo delle segnalazioni di concentrazione di gas.

3. Impianto di pompaggio, che è composto da:
  - una elettropompa jockey che mantiene costantemente in pressione la rete idrica,
  - una elettropompa,
  - una motopompa, con motore diesel.

Tutti i sistemi di rilevazione, allarme ed estinzione automatica previsti all'interno della centrale sono monitorati e controllati da un pannello di controllo di tipo indirizzato, installato internamente alla Sala Controllo sempre presidiata da operatori di centrale

Le turbine a gas, la turbina a vapore, i generatori elettrici e le principali apparecchiature accessorie sono alloggiati all'interno di un edificio mentre le caldaie a recupero sono installate all'aperto. In un secondo edificio sono sistemati gli uffici, la sala controllo e, nel seminterrato, la sala tecnica; l'officina ed il magazzino sono in un capannone esterno. I condensatori ad aria costituiscono una struttura separata. L'impianto di demineralizzazione dell'acqua è protetto da una tettoia dedicata sotto la quale è allocato anche il locale compressori aria strumenti.

Le caratteristiche tecniche dell'impianto, sono:



CEOT

PE-01-M001

• Produzione elettrica lorda (MWe)	147
• Produzione elettrica netta (MWe)	143
• Efficienza cogenerazione	54,2%

## 2.4 Storia del sito

La società Centro Energia S.p.A., da cui sarebbe poi nata Centro Energia Teverola S.p.A., fu originariamente costituita allo scopo di valutare la possibilità di realizzare centrali di cogenerazione secondo quanto previsto dalla legge 9/91 “Norme per l’attuazione del nuovo Piano Energetico Nazionale”, cioè impianti assimilati a fonti rinnovabili ai sensi del provvedimento CIP 34/90 (Regolamento delle tariffe per la produzione di elettricità e la sua cessione alla rete elettrica), che favoriva la creazione di progetti energetici privati, che rispettassero alcuni criteri di stima per l’efficienza energetica (superiore al 52%) e che prevedessero l’uso di combustibili qualificati (come il metano, il gpl, il gas di sintesi).

La richiesta di autorizzazione al Ministero dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato (MICA) per la costruzione della Centrale di Teverola fu inoltrata nell’ottobre 1991 e il corrispondente Decreto fu emesso nell’agosto del 1992.

Nell’agosto del 1993, Centro Energia S.p.A. ed ENEL sottoscrissero una convenzione preliminare per la cessione dell’energia elettrica producibile nella centrale, secondo quanto previsto dal provvedimento CIP 6/92 (provvedimento che stabiliva la tariffazione e le norme per i produttori d’energia).

Nel settembre 1993, fu costituita la società Centro Energia Teverola S.p.A. e nel luglio 1994 il Ministero dell’industria, del Commercio e dell’Artigianato concesse l’autorizzazione alla realizzazione della centrale di Teverola. La progettazione e la realizzazione della centrale furono assegnate da CET alla Foster Wheeler Italiana.

I lavori di costruzione della centrale hanno avuto inizio nel maggio 1996 e sono terminati nel dicembre 1997. Nel periodo gennaio-luglio 1998 sono stati eseguiti i collaudi e la messa in servizio, con la consegna dell’impianto a CEOT in settembre e l’inizio dell’esercizio commerciale il 21 ottobre 1998.

La società Centro Energia Teverola S.p.A. (CET), come detto, è stata la committente della progettazione e dei lavori di costruzione ed è attualmente proprietaria della centrale di cogenerazione di Teverola.

La società Centro Energia Operator Teverola (CEOT) è la società incaricata dell’esercizio e della manutenzione della centrale.

Sia CET che CEOT sono possedute per l’85% da MF Power e per il 15% da MI Energia.

Le società MF Power e MI Energia appartengono ad una holding partecipata per il 51% dal Gruppo Merloni e per il 49% dalla Foster Wheeler Italiana.

CEOT

PE-01-M001

Il passaggio di gestione della Centrale da CET a CEOT si è concretizzato con la consegna a CEOT di impianti, macchine ed apparecchiature conformi alla normativa vigente, oltre che di tutte le certificazioni ed autorizzazioni di legge, dei documenti operativi ed informativi, atti a mettere CEOT in condizioni di operare gli impianti ed i processi ai massimi livelli di sicurezza, in relazione alle conoscenze acquisite in base al progresso tecnico.

### Organigramma di CEOT

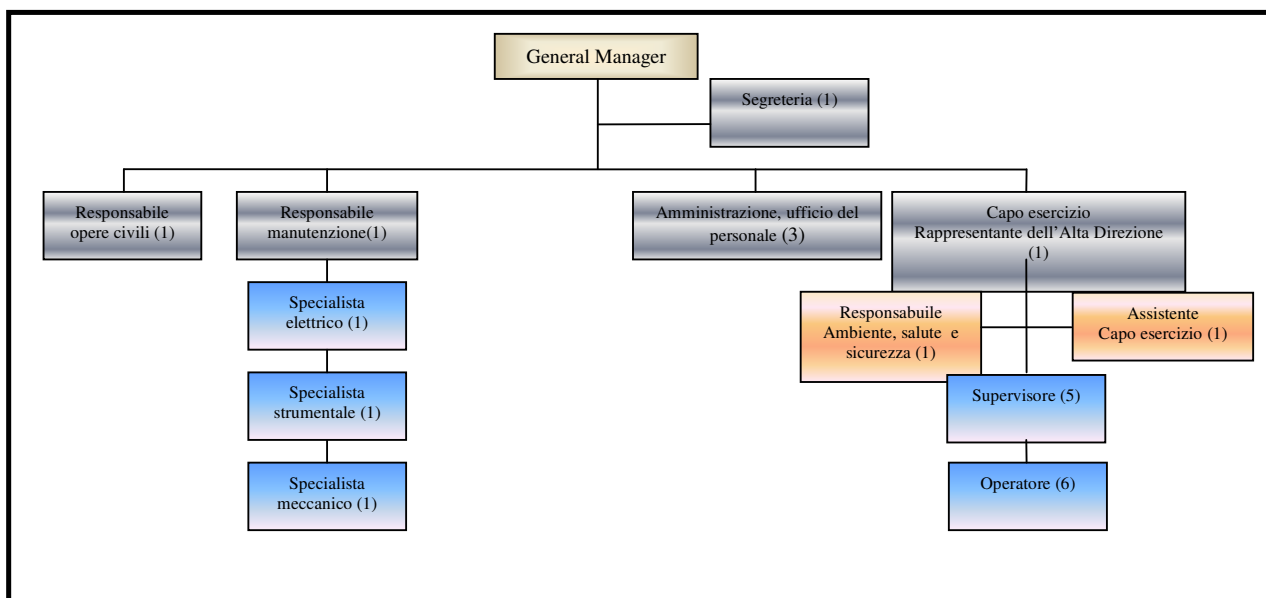


Figura 1: organigramma di CEOT

CET non prevede personale operativo nel proprio organico e si avvale, pertanto, della struttura organizzativa di CEOT.

CEOT, quindi, fa riferimento direttamente ai Rappresentanti nominati all'interno del Gruppo Merloni-FWI.

La struttura organizzativa di CEOT si compone di 24 persone, così come descritto nell'organigramma, figura2.

Dall'organigramma si rileva che l'organizzazione si compone di 5 uffici:

- **General Manager:** è il direttore della Centrale;
- **Responsabile opere civili:** è l'incaricato che si occupa delle realizzazione di costruzioni civili;
- **Dipartimento della manutenzione:** si occupa della manutenzione della Centrale con specialisti di manutenzione per ogni settore;
- **Dipartimento dell'esercizio:** è il dipartimento che si occupa dell'esercizio della Centrale, vigilandone il comportamento;

CEOT

PE-01-M001

- **Amministrazione ed ufficio del personale:** è l'ufficio amministrativo che si occupa delle relazioni commerciali con gli appaltatori, oltre che della gestione del personale.

Nella tabella seguente, infine, si riassumono le principali responsabilità del personale di CEOT.

**Tabella 2: mansioni e responsabilità del personale CEOT**

MANSIONE	RESPONSABILITÀ
General Manager	È il responsabile per tutto quanto accada o venga deciso nell'ambito della Centrale; ha potere decisionale su ogni aspetto
Rappresentante della Direzione	È il riferimento più elevato nell'ambito del SGA; assicura che i requisiti del sistema di gestione ambientale siano stabiliti, applicati e mantenuti; approva ed è responsabile del raggiungimento degli obiettivi aziendali. Attualmente la nomina è in carica al Capo esercizio
Rappresentante del SGA	Funzione incaricata del coordinamento e della gestione delle attività relative a tutto il SGA. Attualmente la nomina è in carica al responsabile della sicurezza
Responsabile del Servizio Prevenzione e Protezione	Si occupa della gestione in sicurezza del lavoro condotto in centrale
Responsabile degli acquisti e del personale	Gestisce i contratti commerciali con gli appaltatori; è, inoltre, il responsabile del personale CEOT
Contabile	Amministra la contabilità generale; è incaricato dell'approvvigionamento dei prodotti chimici
Capo esercizio	Responsabile dell'esercizio della centrale;
Assistente capo esercizio	Assistente personale del Chief Operator
Supervisore	È il responsabile in turno della conduzione della centrale; gestisce l'apertura e la chiusura dei lavori condotti in centrale;
Operatore	Alle dipendenze dello shift supervisor eseguono quanto indicato da questi ultimi; ad ogni turno conducono giri d'ispezione e riportano allo shift supervisor
Responsabile della manutenzione	È il responsabile della manutenzione; oltre all'organizzazione dei lavori, controlla le ditte appaltatrici all'interno della centrale
Responsabile dei lavori civili	Gestisce i lavori di natura civile edile che si effettuano in Centrale
Specialista di manutenzione	Gli specialisti di manutenzione sono 3: il meccanico, lo strumentista e l'elettricista; gestiscono i rispettivi campi d'intervento, coordinando i lavori.
Magazziniere	Responsabile del magazzino, gestisce gli arrivi e la consegna delle merci.
Segretaria	È impiegata in lavori d'ufficio; risponde alle telefonate che giungono dall'esterno

I lavori di costruzione della centrale sono terminati nel dicembre 1997. Nell'ottobre del 1998, dopo un periodo di collaudi, la centrale è entrata in produzione commerciale.

## 2.5 Informazioni sulla sensibilità dell'Ambiente Circostante

In questa parte del documento si riportano le informazioni ambientali raccolte da documentazioni (studi, piano, programmi) realizzati da *CEOT* o disponibili presso le Pubbliche Amministrazioni che possono contribuire a caratterizzare la sensibilità dell'ambiente naturale esterno interessato dagli aspetti ambientali correlati con le attività produttive.

### 2.5.1 Caratteristiche geologiche e idrogeologiche

L'inquadramento geologico e idrogeologico dell'area circostante il sito previsto per la realizzazione dell'impianto è stato dedotto da due indagini idrogeologiche

CEOT

PE-01-M001

effettuate nel 1997: la prima era finalizzata alla verifica delle potenzialità di un pozzo sito nello stabilimento *Merloni*, la seconda è stata effettuata in occasione della realizzazione della centrale.

### **Inquadramento geologico**

Il territorio comunale di Teverola ricade in un'area della Piana Campana caratterizzata dalla presenza di enormi spessori, anche superiori ai 3000 m, di materiali detritici prevalentemente piroclastici ed alluvionali cui si sono alternati anche episodi marini e lacustri accumulati in un bacino subsidente di età Pliocene Superiore-Attuale.

La successione è prevalentemente composta da terreni di origine piroclastica da attribuirsi alle varie fasi esplosive dei vulcani Flegrei e da limitati apporti provenienti dal Somma-Vesuvio.

La parte settentrionale del territorio presenta, alternati ai vari prodotti vulcanoclastici, sedimenti di origine fluvio-lacustre depositati durante l'evoluzione del fiume Volturno, il cui alveo è attualmente collocato a circa 10 km in direzione Nord-Ovest dal Comune di Teverola.

Nel complesso, comunque, la successione stratigrafica mostra in sommità uno spessore variabile di alcuni materiali riconducibili all'attività prodottasi nel secondo periodo Flegreo che rappresentano le facies incoerenti o pseudocoerenti periferiche del Tufo giallo napoletano Auctorum.

Questi prodotti ammantano la formazione del Tufo grigio Campano, una piroclastite variamente diagenizzata costituita da una prevalente matrice cineritica grigiastra che ingloba piccole pomice, scorie vulcaniche e cristalli di sanidino, all'interno del quale è contenuta la falda acquifera.

La topografia è prevalentemente pianeggiante, circa 25 m sul livello del mare, con una stratificazione geologica prevalentemente orizzontale.

L'area è classificata a rischio sismico medio (S6).

### **Inquadramento Idrogeologico**

L'area oggetto del presente studio è ubicata nella parte centromeridionale dell'unità idrogeologica denominata Piana del Volturno/Regi Lagni e delimitata a Nord Ovest dal Roccamonfina e dal Monte Massico, a Sud Est dai campi Flegrei e dal complesso Somma del Vesuvio, a Nord-Est dai massicci carbonatici dell'Appennino campano e a Sud-Ovest dal mare.

L'idrogeologia dell'area risulta piuttosto articolata soprattutto in ragione delle complesse vicissitudini stratigrafico-strutturali che interessano le aree vulcaniche.

È possibile classificare i terreni in due complessi idrogeologici principali, di seguito caratterizzati.

- 1) Complesso dei terreni superficiali e delle cineriti; in questo complesso sono compresi i prodotti piroclastici superficiali umificati e le cineriti addensate che risultano scarsamente permeabili per porosità e fessurazione.

CEOT

PE-01-M001

- 2) Complesso delle pozzolane con pomici e delle cineriti grigiastre; vi appartengono prodotti piroclastici indifferenziati fra i quali cineriti e pozzolane sciolte che nelle componenti più profonde assumono aspetto litoide. E' in questo complesso, caratterizzato da una permeabilità media per fessurazione e subordinatamente per porosità, che si instaura una circolazione idrica con soggiacenza media variabile tra 8 e 12 m dal p.c.

Questi due complessi sono idrogeologicamente da considerarsi interconnessi. Studi precedenti hanno inoltre evidenziato la presenza di numerosi pozzi che agiscono come viacoli preferenziali per il trasferimento di acque superficiali verso acquiferi più profondi; questo fa presumere che l'acquifero principale sia vulnerabile alle sorgenti superficiali di contaminazione.

L'acquifero superficiale è caratterizzato dalla presenza di più falde sovrapposte con deflusso preferenziale all'interno dei termini più grossolani, la cui assimilazione ad un corpo unico è giustificata dall'assenza di discontinuità essenziali tra i letti permeabili.

La piezometria locale, seppure soggetta a variazioni imposte da interventi antropici, mostra un deflusso generale in direzione Nord con un gradiente piezometrico pari a circa 0,5%.

Nella zona circostante il sito non sono presenti pozzi pubblici ad uso potabile dal momento che l'acqua potabile da distribuire ai comuni limitrofi viene prelevata direttamente dall'acquedotto Caserta-Napoli.

### 2.5.2 Idrografia di superficie

A circa 2 km a Nord dell'area oggetto di intervento, scorre il canale di bonifica dei Regi Lagni, costruito, agli inizi del diciassettesimo secolo, per la bonifica della zona paludosa della Piana del Volturno. Quest'ultimo costituisce il bacino idrografico del comprensorio aversano e lambisce il confine nord del territorio comunale di Teverola.

Le recenti opere di bonifica hanno modificato l'idrografia superficiale; questa è caratterizzata da fossi che raccolgono direttamente o indirettamente le acque, per cederle sia al sistema fognario comunale che agli stessi Regi Lagni.

Molto limitate appaiono le possibilità di esondazione delle acque ed i relativi fenomeni di alluvionamento.

A circa 10 km a Nord dell'area oggetto dell'intervento scorre il fiume Volturno; questo costituisce il bacino idrografico della piana omonima, mentre a circa 18 km ad ovest è ubicato il Lago di Patria che dista circa 1 km dal mare.

Non sono disponibili dati sulla qualità dell'ambiente idrico superficiale nella zona in cui è collocato il sito.

### 2.5.3 Inquadramento climatico

Sono disponibili dati relativi alle stazioni termopluviometriche (Teverola, Aversa,

Caserta) e anemometriche (aeroporto di Grazzanise) più prossime al sito.

### **Pluviometria**

Dall'analisi dei dati emerge che il clima del compressorio preso in esame è tipico della fascia mesomediterranea, caratterizzato da estati calde e siccitose ed inverni miti e piovosi.

La distribuzione stagionale delle precipitazioni risente dell'influenza mediterranea: ad un minimo estivo in luglio (22,3 mm) ed agosto (31,7 mm), segue un rapido aumento nel periodo autunno-invernale

Da ottobre a febbraio è concentrata circa il 62 % della pioggia autunnale; in tale periodo cadono mensilmente in media 120 mm di pioggia, con una punta massima registrata nel mese di novembre (145 mm).

Il periodo primaverile è caratterizzato da una piovosità sensibilmente decrescente: dai 72 mm del mese di aprile si passa ai 33 mm di giugno.

Le precipitazioni estive hanno spesso carattere temporalesco e sono accompagnate da repentini abbassamenti termici, che generano frequenti fenomeni grandinigeni.

### **Temperatura**

Dai disponibili si evince che la media delle temperature massime annuali è di 20,9 °C, quella delle minime è di 12,7 °C. Nel mese di luglio ed agosto si registrano le temperature più elevate (massime e minime) rispettivamente 30,8 °C e 30,6 °C (temperatura massima) e 20,1 °C (temperatura minima). Nel mese di gennaio si verificano le temperature più basse (11,8 °C temperatura massima e 5,4 °C temperatura minima).

### **Venti**

L'analisi dei dati disponibili si evidenzia che quanto segue nella Piana del Volturno il vento spira prevalentemente da Nord-Est e da Ovest, con una frequenza di accadimento pari a circa il 20 % e velocità comprese fra i 5 e 13 nodi.

In particolare si verificano le seguenti condizioni stagionali:

- l'inverno e l'autunno sono caratterizzati da venti provenienti da NE; in tali periodi si manifestano i maggiori periodi di calma;
- in primavera si verifica la maggiore distribuzione delle frequenze di vento (derivanti prevalentemente da ovest) ed una attenuazione della situazione di calma;
- in estate i venti spirano da sud, sud-ovest, con velocità di 6-7 nodi.

#### **2.5.4 Qualità dell'aria**

Le principali sorgenti di emissione nella sono costituite dal traffico veicolare e dagli insediamenti industriali.

CEOT

PE-01-M001

L'inquinamento atmosferico dovuto al traffico veicolare, nell'area circostante il sito, è dovuto principalmente al traffico presente lungo la superstrada denominata "Asse di supporto al lavoro" e a quello derivante dall'operatività dell'impianto Merloni e delle imprese ubicate all'interno dell'area A.S.I. di Aversa Nord. L'operatività di tali impianti costituisce la causa principale dell'inquinamento di origine industriale.

I dati disponibili sulla qualità dell'aria sono quelli derivati dalla campagna di monitoraggio effettuata dalla società Campania Ambiente s.r.l. nell'area A.S.I. di Aversa Nord. La campagna di monitoraggio si è svolta tra l'ottobre e il dicembre 1999, utilizzando un'unità mobile di rilevamento atmosferico.

Da questa campagna è risultato che i livelli di ozono sono mediamente elevati, con massimi tra le ore 12.00 e 14.00, per effetto della radiazione solare. Per gli altri inquinanti si registra invece un picco nelle ore del mattino e, in misura minore nelle ore serali. Le concentrazioni di CO sono risultate mediamente elevate, con casi di superamento del livello di attenzione; tale situazione è dovuta al contributo delle emissioni delle arterie ad alto traffico. Anche le concentrazioni di NO<sub>2</sub> sono risultate vicine ai limiti di legge.

### 3 ASPETTI AMBIENTALI

#### 3.1 Individuazione degli Aspetti Ambientali

Al fine dell'identificazione degli aspetti ambientali applicabili, sono stati presi in esame, singolarmente, gli aspetti ambientali associati alle attività di centrale in condizioni normali di esercizio, nei transitori (es. avvio / fermo impianto) e nelle situazioni di emergenza.

Sono stati anche considerati gli aspetti associati alle attività svolte dalle ditte esterne presso il sito.

I risultati di tale processo di identificazione sono riportati in Allegato IV.

#### 3.2 Caratterizzazione e quantificazione degli Aspetti Ambientali

Nelle sezioni successive si discutono brevemente i singoli aspetti ambientali identificati. Le tabelle contenenti i dati per la caratterizzazione e quantificazione degli aspetti ambientali sono raccolti nell'*Allegato III* facente parte del presente rapporto.

##### 3.2.1 Consumi Energetici

I consumi energetici sono principalmente relativi a:

- il gas metano per il ciclo combinato, ovvero per l'alimentazione delle turbine;

CEOT

PE-01-M001

- l'energia elettrica per i servizi ausiliari; generalmente viene utilizzata energia autoprodotta. Si ricorre alla fornitura della rete GRTN nel solo in caso di riavvio totale dell'impianto per fermo di entrambi i turbogas;
- il gasolio per il gruppo elettrogeno e la motopompa della stazione antincendio.

Il gas metano è fornito da SNAM, che provvede anche al vettoriamento fino alla cabina. Il gas arriva presso la stazione di decompressione gas, localizzata a nord-ovest della centrale; qui viene portato dalla pressione di 50 bar a quella di 25 bar per l'utilizzo. Il potere calorifico e la composizione del gas in ingresso è misurato in continuo per mezzo di un gascromatografo.

I maggiori assorbimenti di potenza elettrica sono relativi al condensatore ad aria, ai sistemi di condizionamento aria e di ventilazione, agli ausiliari delle turbine, alle pompe necessarie al funzionamento del ciclo termico. Utenze minori sono costituite dalle pompe di calore per il riscaldamento/ raffrescamento della nuova palazzina e dagli scaldabagni elettrici per la produzione di acqua calda sanitaria.

- REQUISITI LEGISLATIVI  
Come richiesto dalla *Legge 10/91*, per consumi di energia superiori alle 10.000 TEP, è stato nominato il "tecnico responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia" o Energy Manager.

### 3.2.2 Consumi e Approvvigionamento Idrico

L'acqua è utilizzata principalmente per:

- il reintegro del ciclo termico e del circuito di produzione di acqua calda per il teleriscaldamento,
- la rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione delle acque,
- il lavaggio delle turbine e delle aree di impianto,
- l'uso antincendio, incluse le esercitazioni e prove,
- l'uso igienico sanitario.

Il fabbisogno idrico è soddisfatto mediante prelievi da un pozzo che emunge dalla falda sottostante il sito. Il pozzo rifornisce direttamente il serbatoio dell'acqua, del volume di 240 m<sup>3</sup>, tramite due pompe funzionanti in modo on-off, che assicurano il costante riempimento del serbatoio stesso. Il livello di riempimento del serbatoio oscilla tra l'85% e il 98%; solo l'acqua che eccede l'85% della capienza può essere utilizzata nel processo produttivo in quanto il rimanente è ad uso dell'antincendio.

L'acqua grezza del serbatoio viene quindi inviata alle manichette utilizzate per il lavaggio delle aree produttive, all'impianto di trattamento per uso igienico sanitario, all'impianto di demineralizzazione.

L'acqua grezza da igienizzare, stoccata in un serbatoio da 3 m<sup>3</sup>, viene sottoposta ad un trattamento con lampada UV, ad un processo di clorazione e quindi filtrata con carboni attivi.



CEOT

PE-01-M001

Ogni mese è sottoposta ad analisi chimiche e batteriologiche, svolte da un laboratorio esterno.

L'acqua demineralizzata viene impiegata per il reintegro del ciclo termico, del circuito di produzione di acqua calda per il teleriscaldamento e per la rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione, per un consumo medio di 220 m<sup>3</sup>/g.

- **REQUISITI LEGISLATIVI**

Secondo il *R.D. 1775/33*, deve essere richiesta la concessione al Genio Civile per perforazione e ricerca idrica e per il successivo emungimento dai pozzi.

Il sito ha ottenuto dalla Provincia di Caserta l'autorizzazione all'emungimento, in sanatoria, come previsto dalla *Legge 36/94* e dalla *Legge Regionale 16/82*.

### 3.2.3 Emissioni in Atmosfera

Le principali emissioni in atmosfera di una centrale di cogenerazione sono quelle prodotte dalla combustione nelle turbine a gas, costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e monossido di carbonio (CO). Presso la centrale di Teverola, tali emissioni sono convogliate in due camini, posti in uscita del generatore di vapore a recupero.

Emissioni di minore rilevanza, in termini di portata dell'inquinante e di durata dell'emissione, sono:

- i fumi di combustione di gas metano della caldaia per l'avviamento dell'impianto;
- gli sfiati delle casse dell'olio delle turbine; per consentire lo scarico dei drenaggi dell'olio dei cuscinetti nelle casse di olio lubrificante delle tre turbine si procede all'aspirazione dell'aria dalle casse a tenuta, così da creare nelle stesse una lieve depressione. L'aria aspirata contiene vapori d'olio ed è convogliata a tre camini posti in corrispondenza delle tre casse dell'olio;
- i fumi di scarico della motopompa diesel asservita all'impianto antincendio; emissione occasionale generata dalle prove di funzionamento della motopompa;
- i fumi di combustione di gas metano bruciato nella caldaia della cabina di decompressione del metano; tale caldaia produce l'acqua calda necessaria a portare il gas naturale a temperatura ambiente;
- gli sfiati di metano dalle valvole delle tubazioni di alimentazione delle turbine a gas; infatti in fase di fermata dell'impianto il metano contenuto negli ultimi 10 metri delle tubazioni viene scaricato in atmosfera da tre valvole.

#### **Sistemi di prevenzione e controllo**

Il valore di emissione degli inquinanti derivanti dalla combustione nelle turbine a gas, con particolare riferimento all'NO<sub>x</sub>, si mantiene sensibilmente al di sotto dei limiti indicati nell'autorizzazione all'esercizio.

I tre camini associati agli sfiati delle casse dell'olio delle turbine sono dotati di filtri elettrostatici per l'abbattimento dei vapori oleosi.

CEOT

PE-01-M001

Non è installato alcun sistema di controllo delle emissioni di minore rilevanza sopra menzionate.

L'impianto è dotato in ogni camino di un sistema di monitoraggio in continuo ed automatico degli ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ), del monossido di carbonio (CO) e dell'ossigeno di riferimento ( $\text{O}_2$ ). La rilevazione è accompagnata alla conversione in automatico a parametri riferiti alle concentrazioni di legge e alla registrazione in continuo degli stessi.

Le polveri e gli  $\text{SO}_x$  non vengono monitorati in nessun caso dai sistemi di controllo, poiché è da escludersi a priori una eventuale emissione di tali sostanze in virtù della tecnologia di combustione e del combustibile utilizzato; punti di emissione dove sono presenti emissioni di  $\text{SO}_x$  e polveri sono relative ai motori diesel dei gruppi di emergenza per la fornitura di E.E. ed acqua all'impianto antincendio.

- REQUISITI LEGISLATIVI

La disciplina delle emissioni in atmosfera per gli impianti industriali è regolamentata dal *DPR 203/88* e dal *DM 12/7/90*.

Le modalità di richiesta e rilascio delle autorizzazioni sono effettuate in base alle *Delibere di Giunta Regionale n.1317n del 3/3/2000* e *n.286 del 19/1/2001*.

Per le centrali termoelettriche, in particolare, l'art.17 del *DPR 203/88* prevede che le stesse siano autorizzate dal Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato; la centrale di Teverola dispone dell'autorizzazione all'esercizio, rilasciata nel 1992. Tale autorizzazione impone l'osservanza dei seguenti limiti di emissione ai camini (riferiti ad un tenore di ossigeno libero nei fumi pari al 15%):

- $\text{NO}_x$  (espressi come  $\text{NO}_2$ )  $\leq 150 \text{ mg/Nm}^3$  (in funzione del rendimento della centrale),
- CO (ossido di carbonio)  $\leq 150 \text{ mg/Nm}^3$  (in funzione del rendimento della centrale)

Tali limiti risultano rispettati se nessun valore medio giornaliero, riferito alle ore di effettivo funzionamento, supera i valori limite di emissione e se nessun valore medio orario supera il 125% dei valori limiti di emissione.

L'autorizzazione precisa che la centrale risulta, sulla base del provvedimento CIP 6, assimilabile agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili.

Nella documentazione tecnica allegata alla richiesta di autorizzazione non sono stati dichiarati altri punti di emissione oltre ai due camini in corrispondenza dei due gruppi.

Nell'allegato X è indicato il lay-out della centrale con indicazione dei camini delle caldaie.

Per le emissioni di minore rilevanza è stata effettuata regolare comunicazione alla Regione Campania, che ne ha approvato l'esercizio come emissioni ad inquinamento poco significativo (IAPS). Annualmente viene inviata alla Regione la conferma di funzionamento per tali punti di emissione.

CEOT

PE-01-M001

### 3.2.4 Emissioni diffuse ed odori

Nella centrale non esistono normalmente punti di emissione diffusi, alcuni di questi possono crearsi solo in caso di sversamenti accidentali dei materiali di consumo.

Gli odori normalmente sono lievemente riscontrabili e localizzati esclusivamente nelle aree dell'impianto di demineralizzazione acque per la presenza degli sfiati della soda caustica e dell'acido cloridrico.

### 3.2.5 Materiali di consumo

I prodotti chimici utilizzati presso le unità di produzione sono raggruppabili in funzione degli utilizzi in:

- oli di lubrificazione per turbine, pompe, compressori (per un totale di circa 6 ton/anno);
- prodotti additivati nel circuito delle acque di alimento delle caldaie (deossigenante, alcalinizzante, disperdente) e nel sistema di teleriscaldamento;
- prodotti chimici per la rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione (idrossido di sodio in sol. al 30% e acido cloridrico in sol. al 33%);
- prodotti chimici per il trattamento per uso igienico sanitario dell'acqua (ipoclorito di sodio).

L'approvvigionamento di tutti i materiali di consumo avviene a mezzo camion; la soda e l'acido cloridrico sono approvvigionati in bulk e pompati direttamente nei serbatoi di stoccaggio.

I quantitativi maggiori di prodotti chimici stoccati sono costituiti dagli oli lubrificanti e dagli oli minerali contenuti nei trasformatori. I prodotti chimici sono stoccati in un'area esterna (circa 3 m di larghezza per 30 di lunghezza) coperta con una tettoia di metallo, recintata e posta su di una soletta di cemento dello spessore di circa 10 cm. L'area adiacente lo stoccaggio non è pavimentata, ma è costituita di ghiaia. L'area di stoccaggio è suddivisa in comparti, nei quali sono stoccati, rispettivamente:

- cisterne da 900 l di prodotti per il trattamento delle acque in caldaia, di detersivo per il lavaggio delle turbine e di sodio ipoclorito;
- oli esausti in fusti da 200 l, posti su pallet;
- oli nuovi.

Adiacente alla tettoia vi è il deposito di bombole contenenti anidride carbonica, ossigeno, argon;

La movimentazione delle sostanze chimiche avviene tramite carrelli elevatori.

- REQUISITI LEGISLATIVI

E' disponibile il Certificato Prevenzione Incendi, rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Caserta nel 1998, rinnovato nell'ottobre 2001, ed

in scadenza nel settembre 2004. Le attività della centrale non rientrano tra quelle previste nel D. Lgs. 334/99, per il basso quantitativo di sostanze presenti, inoltre, non si utilizzano le sostanze indicate negli allegati del suddetto D. Lgs.

### 3.2.6 Reflui/ Scarichi Idrici

I reflui idrici

Le tipologie di reflui idrici generati dall'impianto, sono:

- spurghi di caldaia, in continuo;
- drenaggi neutralizzati dal sistema di produzione dell'acqua demineralizzata e del lavaggio resine;
- acque di lavaggio dell'impianto acqua demi;
- acque meteoriche,
- acque sanitarie.

Tali reflui sono convogliati in reti separate, una per le acque meteoriche non contaminate, una per le acque sanitarie e una per le acque oleose.

Prima dello scarico finale, tutti i reflui sanitari sono raccolti in una vasca finale, dove avviene la clorazione. Da qui sono recapitati, tramite un unico punto di scarico, nella rete fognaria gestita dal Consorzio A.S.I. e, previo trattamento nel "Depuratore Area Casertana", ubicato nel Comune di Marcianise, nel canale Regi Lagni.

Mentre le acque sanitarie, previo passaggio nella vasca Imhoff, e meteoriche non contaminate sono convogliate direttamente alla vasca finale, le acque della rete oleosa sono trattate in un impianto di trattamento acque. Schematicamente, l'impianto è costituito da una serie di vasche nelle quali avviene la separazione della componente oleosa contenuta nelle acque in ingresso. Oltre ad una raccolta dei solidi sospesi, tramite un'unità a pacchi lamellari, si ha la separazione della frazione oleosa per gravimetria e per flottazione ad aria indotta. Le schiume oleose sono raccolte in un pozzetto mentre i solidi sospesi, che precipitano sul fondo, vengono estratti mediante autospurgo. L'acqua chiarificata in uscita dal flottatore defluisce, per gravità, alla vasca finale. Per la gestione delle emergenze, la prima vasca dell'impianto è dotata di stramazzo, che convoglia l'eventuale troppo pieno direttamente alla vasca finale.

Sono disponibili i contatori per le acque relativi ai prelievi da pozzo, allo scarico del flottatore, all'acqua per uso igienico sanitario, all'uscita dall'impianto acqua demi e all'acqua ceduta a *Merloni Elettrodomestici*.

- REQUISITI LEGISLATIVI

I limiti in materia di scarichi industriali in fognature e i requisiti autorizzativi sono imposti dal *D.Lgs. 152/99 e 258/00*; l'eventuale gestore dell'impianto di depurazione ha facoltà di autorizzare valori di scarico diversi da quelli dei limiti di legge; fino ad ora non è pervenuta alcuna comunicazione da parte dell'ente gestore alla centrale.

L'autorizzazione allo scarico al collettore ASI è stata rilasciata dalla Provincia di Caserta al *CEOT*, nel 1999, ed ha una validità di quattro anni; la stessa prevede che

CEOT

PE-01-M001

le analisi in uscita, presso il pozzetto fiscale, siano effettuate almeno ogni quattro mesi.

### 3.2.7 Rifiuti

I rifiuti prodotti dalla centrale derivano principalmente da attività di manutenzione e esercizio degli impianti e includono:

- oli esausti esenti da PCB, morchie oleose, altri rifiuti oleosi come stracci;
- emulsioni di acqua ed olio provenienti dall'impianto di trattamento acque;
- fanghi dalla fossa Imhoff;
- batterie e accumulatori al piombo;
- filtri aria e olio;
- materiali coibenti;
- imballaggi in carta e cartone, in legno, plastica, fusti metallici.

A questi si aggiungono i rifiuti prodotti dalle attività di ufficio, quali carta, toner delle stampanti, ecc.

La massima produzione di rifiuti ha luogo durante le manutenzioni programmate.

I fanghi sono rimossi tramite autospurgo; gli oli esausti sono stoccati separatamente in fusti, e, come le batterie, sono ritirate dai relativi consorzi. Gli altri rifiuti sono stoccati in un cassone scarrabile non coperto in un'area adiacente al deposito dei prodotti chimici.

Nell'allegato "V - foglio rifiuti", sono indicati i quantitativi di rifiuti nel periodo 1999/2002 (per il 2002 il dato è aggiornato ai primi 10 mesi), dove sono anche indicati: la tipologia di rifiuto, il codice CER, il tipo di smaltimento/recupero effettuato.

- **REQUISITI LEGISLATIVI**

La normativa in materia di rifiuti è disciplinata dal *Dlgs 22/97*. La responsabilità per l'attuazione dei requisiti normativi, quali la compilazione del registro di carico-scarico, la gestione dei formulari di trasporto e la preparazione del MUD, è stata individuata.

### 3.2.8 Poli Cloro Trifenili e Poli Cloro Bifenili (PCT e PCB)

I trasformatori ad olio presenti sul sito sono tutti di recente fabbricazione e nessuno di essi impiega olio contenente PCB/PCT. Non sono presenti sul sito altre apparecchiature contenente olio potenzialmente contaminato da PCB/PCT.

### 3.2.9 Sostanze Lesive dello Strato di Ozono

CEOT

PE-01-M001

Esistono sostanze lesive dello strato di ozono utilizzate nei condizionatori del fabbricato controllo, che contengono Gas refrigerante Freon R22.

- REQUISITI LEGISLATIVI

La normativa in materia di sostanze lesive dello Strato di Ozono prevede l'utilizzo di tali sostanze fino al 2008.

### 3.2.10 Vibrazioni

Non sono mai state rilevate vibrazioni da parte delle turbine alle aree di centrale ed all'esterno della stessa. Comunque in presenza di fortissime vibrazioni impiantistiche, che normalmente non sono immediatamente ravvisabili anche se in vicinanza dell'emachino, le turbine sono dotate di rilevatori di vibrazioni che ne impediscono il funzionamento.

### 3.2.11 Amianto

Non sono presenti materiali contenenti amianto.

### 3.2.12 Rumore verso l'ambiente esterno

La centrale costituisce una unità produttiva a ciclo continuo ed è insediata in un contesto urbanistico di sviluppo industriale.

Le principali sorgenti di rumore sono le turbine a vapore e a gas, installate all'interno di un edificio, i generatori elettrici, il condensatore ad aria (in fase di avviamento), le caldaie (a recupero e ausiliaria), le pompe e i compressori.

Sono stati installati, quali sistemi di contenimento del rumore, dei riduttori di velocità per espansione sulle valvole di sicurezza per i controlli delle sovrappressioni delle linee vapore.

- REQUISITI LEGISLATIVI

L'area industriale in cui sorge la centrale, non è stata ancora classificata ai sensi della legge quadro sull'inquinamento acustico *Legge 447/95*.

Ad oggi vige la classificazione dell'area suddetta come "Zona Esclusivamente Industriale", secondo la descrizione contenuta nella tabella I allegata al *DPCM. 01/03/1991*, normativa che stabilisce anche i limiti di pressione sonora consentiti per questa tipologia di area.

Ai confini della centrale è stato misurato, durante un'indagine effettuata nell'ottobre del 1998, un livello di pressione sonora inferiore al valore limite di 70 db(A) sia diurno che notturno, indicato, nel *DPCM 01/03/1991*, per le aree classificate come "Zone Esclusivamente Industriali". Non è stato misurato il rumore residuo, in quanto il criterio differenziale non si applica in area industriale.

### 3.2.13 Rumore nell'ambiente interno

CEOT

PE-01-M001

I valori più elevati di rumorosità sono stati registrati nella zona relativa alla sala macchine, con riferimento alla valutazione dell'università Cattolica di Roma, effettuata nell'ottobre 2001. Questa area è provvista di opportuna segnalazione del superamento dei 90dB(A).

È stato anche calcolato il livello di esposizione personale della mansione di operatore (la più esposta) ed è risultata pari a 85.8dB(A); i livelli di pressione acustica, secondo la valutazione di cui sopra, non hanno mai superato i 127dB, inferiore quindi al limite di legge di 140dB.

- REQUISITI LEGISLATIVI

Il limite di legge per l'esposizione al rumore dei lavoratori sono stabiliti dal *Dlgs 277/91*.

### 3.2.14 Radiazioni non ionizzanti (elettromagnetismo)

Le radiazioni non ionizzanti derivano dai campi elettromagnetici generati in prossimità della linea ad alta tensione. Il trasporto dell'energia elettrica, dalla centrale *CET* alla rete di distribuzione GRTN, avviene tramite una linea aerea a 220 KV; quest'ultima raggiunge una sottostazione GRTN, ubicata esternamente all'impianto, da cui avviene il collegamento con l'elettrodotto a 220 KV.

- REQUISITI LEGISLATIVI

Il *DPCM 23 aprile 1992* stabilisce i limiti di esposizione per la popolazione ai campi elettromagnetici in funzione della tensione nominale di linea e prescrive azioni di risanamento nel caso di mancato rispetto.

Sono state eseguite misure di intensità di campo elettrico e di induzione magnetica all'interno della centrale, dal Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA (CESI) nel maggio 2002. I valori delle misure di campi elettromagnetici sono risultati tutti abbondantemente al di sotto dei limiti vigenti.

### 3.2.15 Sorgenti radioattive

Non sono presenti sostanze radioattive naturali o artificiali, comunque confezionate ed apparecchi contenenti dette sostanze.

### 3.2.16 Contaminazione del suolo

Il rischio di contaminazione del terreno è potenzialmente legato ad uno sversamento accidentale di oli minerali dielettrici dei trasformatori (esenti da PCB), oli di lubrificazione e prodotti chimici vari quali additivi di processo e prodotti utilizzati per la demineralizzazione.

CEOT

PE-01-M001

Non ci sono serbatoi interrati ma solo serbatoi fuori terra. I serbatoi installati sono generalmente provvisti di bacini di contenimento. Per una descrizione degli stoccaggi di prodotti potenzialmente inquinanti si vedano le tabelle successive.

**Tabella 3.2 Principali serbatoi e vasche interrato**

Prodotto	Unità misura	Capacità unitaria	Caratteristiche
Olio lubrificante per le turbine a gas metano (2 serbatoi)	Kg	2*9.900	Cassa in metallo posta su pavimentazione in cemento
Olio lubrificante per turbina a vapore (un serbatoio)	Kg	8.200	Cassa in metallo posta in vasca di cemento interrata
Gasolio del serbatoio del generatore	Kg	3.000	Bacino contenimento in cemento posto sotto tettoia
Olio minerale in 2 trasformatori TU	Kg	2*2.300	Provvisti di pozzetto di raccolta
Olio minerale in 3 trasformatori TE	Kg	3*24.000	Provvisti di pozzetto di raccolta
Olio minerale in 2 trasformatori TAU	Kg	2*700	Provvisti di pozzetto di raccolta
Olio minerale in 2 trasformatori TAU	Kg	2*800	Provvisti di pozzetto di raccolta
2 commutatori sotto carica	Kg	600	(posti nello stesso bacino dei trasformatori TU)
Idrossido sodio al 30%	m3	5	Serbatoio in vetroresina, in bacino in cemento
Vasche interrato per raccolta sversamenti trasformatori	-	varie	
Acido cloridrico	m3	5	Serbatoio in vetroresina, in bacino in cemento
Serbatoio neutralizzazione imp. acqua demi	m3	25	Serbatoio in vetroresina fuoriterra, in bacino cemento
Vasca interrato olio lubrificante turbina a vapore	m <sup>3</sup>	11	Vasca in metallo in bacino in cemento
<i>Vasche impianto trattamento acque</i>			<i>Vasche in cemento</i>
BA-201	m3	4.30+1.44	Vasca con stramazzo
BA-202	m3	12	Vasca con filtri lamellari
BA-203	m3	2.3	Pozzetto raccolta acque oleose
BA-204	m3	14.7	Vasca di rilancio al flottatore
BA-205	m3	15.6	Vasca scarico delle acque oleose del flottatore
Vasche scarico finale	m3	15	

Né durante la costruzione né durante l'esercizio sono stati segnalati incidenti che abbiano provocato inquinamento del terreno.

#### Attività pregresse

Sono state identificate alcune fonti storiche potenziali di contaminazione del suolo e della falda, poste a monte del sito rispetto al gradiente idraulico. Si tratta di:

- un serbatoio di olio combustibile e le relative tubazioni, rimosso nel 1996, ubicato al posto dell'attuale magazzino della centrale;
- l'edificio di servizio M16 di *Merloni*, dove in passato sono stati stoccati gli isocianati;
- due aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi, a sud-est dell'edificio M12 di *Merloni*, dove alcuni rifiuti contenenti ciclopentano erano stoccati in serbatoi all'aperto in zona non pavimentata.

La potenziale contaminazione del suolo potrebbe quindi essere generata da oli lubrificanti, solventi clorurati, combustibili.



Nel 1997, quando la centrale era ancora in costruzione, è stata condotta un'indagine di fase II sulla qualità del suolo e delle acque sotterranee presso il sito<sup>3</sup>, comprensiva di alcuni campionamenti del suolo e della falda (piezometri). La finalità era quella di identificare qualsiasi potenziale contaminazione del suolo, in particolare dovuta a possibili migrazioni di contaminazione della falda provenienti dalle attività della *Merloni Elettrodomestici*; dai risultati è emerso un fenomeno locale di limitata contaminazione delle acque sotterranee relativamente alla presenza di solventi clorurati rintracciati esclusivamente nei pressi delle due aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi, a sud-est dell'edificio M12 di *Merloni*, di tali sostanze non vi è assolutamente traccia nelle acque del pozzo della centrale nonostante la direzione del flusso idrico sotterraneo si muove da nord a sud.. Nel terreno sono state genericamente identificate elevate concentrazione di bario (tossico per le piante) nel suolo, presumibilmente di origine naturale in virtù della conformazione geologica del terreno, e per l'assenza da parte di CEOT di attuali produzioni che potessero generare contaminazioni di tale sostanza nel suolo. I saggi effettuati sul sottosuolo dove era posizionato il serbatoio di olio combustibile, hanno assicurato l'esclusione di contaminazione del sottosuolo per fuoriscite o perdite dell'olio contenuto nello stesso..

Come riferimento per i limiti di qualità sono stati utilizzati i limiti della legislazione Olandese, non essendo ancora stati definiti nel 1997 i limiti per la legislazione italiana. I requisiti attuali di legge (*DM 471/99*), non prevedono alcun limite per il bario.

- REQUISITI LEGISLATIVI

Il *Dlg 22/97*, cosiddetto "Decreto Ronchi", oltre a dettare norme in materia di rifiuti, stabilisce norme riguardanti la contaminazione del terreno delle acque superficiali e acque sotterranee (Art. 17 - Bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati da rifiuti).

Il *DM 471/99* stabilisce i criteri, le modalità e le procedure per la messa in sicurezza, la bonifica ed il ripristino ambientale dei siti inquinati e fissa i limiti di accettabilità della contaminazione dei suoli e delle acque sotterranee; richiede inoltre l'autodenuncia da parte dei responsabili dell'inquinamento. Non essendoci inquinamenti in corso imputabili alle attività di *CEOT*, non è stato necessario presentare alcuna comunicazione alle Autorità in merito.

### 3.2.17 Impatto visivo

Nelle aree circostanti sono presenti altri edifici industriali che limitano l'impatto visivo dell'impianto.

All'interno dell'area *Merloni* lo stabilimento occupa un'area di circa 30.000 m<sup>2</sup>, e si sviluppa in modo compatto, con strutture a parallelepipedo che raggiungono un'altezza massima, escludendo il camino, pari a 23 m.

La principale causa di impatto visivo è data dai due camini (35 m di altezza) e dal

---

<sup>3</sup> "Environmental Assessment at the Centro Energia Teverola site- Naples- Arthur D. Little Limited, December 1997

CEOT

PE-01-M001

condensatore.

### 3.2.18 Traffico

Le attività della centrale non generano traffico ad eccezione di quello relativo alle autovetture degli addetti e alle limitate forniture di materiali di consumo/servizi .

La ditta che effettua il trasporto rifiuti preleva il relativo container mediamente una volta al mese.

Durante le fermate per la manutenzione della centrale vengono trasportati presso la centrale anche gru e carrelli elevatori.

Nell'Allegato V è riportata la caratterizzazione degli aspetti ambientali, dove sono stati valutati:

- I consumi energetici
- I consumi idrici
- L'utilizzo di materiali di consumo
- Le emissioni atmosferiche
- Gli scarichi idrici-reflui
- Il rumore
- I rifiuti prodotti

### 3.3 DETERMINAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DEGLI ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI

Al fine di individuare gli aspetti ambientali correlati alle attività, ai processi ed ai prodotti della centrale che provocano o possono provocare gli impatti più significativi sull'ambiente esterno, si è proceduto ad una valutazione degli stessi in base ai criteri esposti in dettaglio nell'*Allegato III*.

Il grado dell'**impatto ambientale** è determinato dalla combinazione di:

- caratteristiche della sostanza o risorsa utilizzata o emessa/ scaricata,
- sensibilità del ricettore/ disponibilità della risorsa,
- quantità utilizzata/ consumata o emessa/scaricata.

A tali criteri viene assegnato il valore di **A** (alto), **M** (medio) o **B** (basso); la combinazione degli stessi determina un impatto ambientale Alto (valore **3**), Medio (valore **2**), Basso (valore **1**). Il valore dell'impatto ambientale è ottenuto come somma dei tre valori considerati (0-9).

Una volta stabilito il grado di impatto ambientale, il livello di **significatività dell'aspetto ambientale** è definito sulla base di:

CEOT

PE-01-M001

- conformità legislativa (valori compresi tra 0 e 3), ovvero grado di sicurezza con cui vengono rispettati i limiti di legge, qualora esistenti,
- comunità esterna (valori compresi tra 0 e 3), ovvero percezione degli impatti da parte della comunità esterna,

Il livello di **significatività dell'aspetto ambientale** è ottenuto sommando tali valori al valore che esprime il grado di impatto ambientale. Il valore massimo di significatività dell'aspetto ambientale è 15.

Un aspetto ambientale è definito come **significativo** quando il grado di impatto ambientale è superiore ad un valore "X" o/e se il **livello di significatività** dell'aspetto ambientale è maggiore di una soglia "Y". dove "X" ed "Y" sono due valori di soglia stabiliti di anno in anno dal Comitato Ambiente e Sicurezza.

La priorità di intervento tra gli aspetti ambientali significativi individuati è definita infine considerando le **opportunità tecnologiche**, la fattibilità tecnico-economica di interventi per la riduzione dell'impatto. Il valore massimo di **priorità di intervento** ottenibile è 15.

I risultati di tale valutazione effettuata sono riportati nell'allegato VI: tale valutazione permetterà di orientare le scelte della Direzione in merito alla definizione di obiettivi di miglioramento delle prestazioni ambientali.

### 3.4 ASPETTI AMBIENTALI INDIRETTI

Oltre agli aspetti direttamente collegabili all'attività della centrale e/o delle ditte esterne che operano all'interno del sito, sono stati valutati anche gli aspetti cosiddetti indiretti, cioè legati alle attività che le ditte di cui si serve CEOT conducono normalmente fuori sito (o in generale non per conto di CEOT): l'allegato VIII riporta i criteri utilizzati per tale classificazione, mentre l'Allegato IX riporta lo studio e la determinazione della significatività di tali aspetti.

### 3.5 CARATTERIZZAZIONE DELLE EMERGENZE

Le potenziali situazioni di emergenza che possono costituire un aspetto ambientale e, conseguentemente causare un impatto sulle componenti ambientali individuate, sono state analizzate considerando i seguenti elementi:

- la definizione della situazione di anomalia o di emergenza che può generarsi nell'ambito di una attività, un processo o un prodotto;
- le misure di prevenzione già messe in atto per ridurre la probabilità di accadimento dell'evento;
- le misure di mitigazione, ovvero i sistemi adottati per diminuire la gravità delle conseguenze sull'ambiente;

CEOT

PE-01-M001

- le modalità di gestione, costituite dalle procedure e dai sistemi adottati per intervenire a seguito dell'evento al fine di diminuire gli effetti negativi dell'evento o di ripristinare velocemente le situazioni a quella di normalità;
- i sistemi di allarme adottati che possono garantire il pronto intervento in caso di evento incidentale o anomalo e la messa in atto delle misure di gestione dell'emergenza previste.

Le emergenze sono state inoltre classificate in base al **rischio effettivo**. Dapprima si è calcolato il rischio potenziale, inteso come il prodotto della **probabilità di accadimento (P)** per la **gravità (G)**, poi, al fine di definire il **grado effettivo di rischio ambientale**, a questo primo risultato ( $P \times G$ ), si sono attribuiti dei fattori di riduzione in relazione a :

- misure di prevenzione
- misure di mitigazione
- sistemi di allarme esistenti
- modalità di gestione delle situazioni di emergenza già sviluppate e adottate dalla centrale

I fattori di riduzione sono di seguito riportati :

**0:** non è adottata alcuna misura preventiva, mitigativa, gestionale e nessun allarme è installato o comunque tali misure non sono tecnicamente possibili e/o applicabili

**0,50:** è stata adottata una efficace misura preventiva

**0,20:** sono state realizzate efficaci misure di mitigazione degli effetti dell'emergenza

**0,10:** sono state sviluppate ed implementate efficaci misure di gestione dell'emergenza

**0,10:** esiste un sistema di allarme che segnala in tempo utile la possibile situazione di emergenza

I fattori di riduzione del Grado di Rischio Potenziale devono essere applicati tenendo conto della reale efficacia/efficienza delle misure adottate/installate.

Anche nella migliore delle ipotesi, ovvero nei casi in cui siano state adottate misure di prevenzione, di mitigazione, gestionali e siano presenti degli allarmi, la loro somma non potrà mai essere uguale ad 1 in quanto si è accettato il principio che il Rischio Effettivo non possa mai essere annullato completamente e quindi non potrà mai essere stimato uguale a 0.

Nell'Allegato VII si riporta la caratterizzazione e la classificazione delle emergenze ambientali che potrebbero occorrere presso il sito.

CEOT

PE-01-M001

### **3.6 GESTIONE AMBIENTALE ESISTENTE**

#### **3.6.1 Responsabilità**

Non sono stati formalmente definiti i compiti e responsabilità in materia di protezione ambientale. Il responsabile della sicurezza si occupa indirettamente di seguire problematiche specifiche quali la gestione dei rifiuti, la verifica delle schede di sicurezza dei prodotti chimici approvvigionati, le campagne di monitoraggio e misura affidate alle ditte esterne.

Non è definita una procedura per il monitoraggio sistematico dei requisiti di legge applicabili; il capo impianto riceve periodicamente ed esamina le comunicazioni dell'Associazione Industriali di Caserta e riviste del settore.

Non è stata attuata una formazione specifica del personale sulle tematiche ambientali, ma solo su quelle di salute e sicurezza; il personale delle ditte esterne riceve una breve formazione prima delle attività di manutenzione estiva, focalizzata sulle problematiche di salute e sicurezza.

### **3.7 DOCUMENTAZIONE**

Non è stata sviluppata documentazione specifica sulle tematiche di gestione ambientale. Esistono alcune procedure per la gestione degli aspetti relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori e degli acquisti ed appalti. Queste non rientrano tuttavia nell'ambito di alcun sistema di gestione normato.

Sono disponibili il manuale operativo della centrale (unità di cogenerazione), alcune procedure per il controllo operativo (gestione acque di scarico, gestione sostanze chimiche, rilevazione dei dati e controlli periodici giornalieri) e il piano di emergenza generale della centrale. E' in fase di redazione il manuale di manutenzione impianti.

## INDICE

1	INTRODUZIONE .....	1
1.1	Scopo .....	1
1.2	Approccio .....	1
1.2.1	Identificazione degli Aspetti Ambientali .....	2
1.2.2	Caratterizzazione e Quantificazione degli Aspetti Ambientali.....	2
1.2.3	Valutazione degli Aspetti Ambientali Significativi.....	3
1.2.4	Caratterizzazione delle Anomalie/Emergenze .....	3
1.2.5	Gestione ambientale esistente .....	3
1.3	STRUTTURA DEL RAPPORTO DI ANALISI AMBIENTALE.....	4
2	INQUADRAMENTO GENERALE .....	5
2.1	Ubicazione e Descrizione della centrale .....	5
2.2	Attività Produttive.....	5
2.3	Impianto principale, Infrastrutture e Impianti Ausiliari .....	6
2.4	Storia del sito .....	9
2.5	Informazioni sulla sensibilità dell' Ambiente Circostante .....	11
2.5.1	Caratteristiche geologiche e idrogeologiche .....	11
2.5.2	Idrografia di superficie .....	13
2.5.3	Inquadramento climatico.....	13
2.5.4	Qualità dell' aria .....	14
3	ASPETTI AMBIENTALI.....	15
3.1	Individuazione degli Aspetti Ambientali .....	15
3.2	Caratterizzazione e quantificazione degli Aspetti Ambientali .....	15
3.2.1	Consumi Energetici .....	15
3.2.2	Consumi e Approvvigionamento Idrico .....	16
3.2.3	Emissioni in Atmosfera .....	17
3.2.4	Emissioni diffuse ed odori .....	19
3.2.5	Materiali di consumo.....	19
3.2.6	Reflui/ Scarichi Idrici .....	20
3.2.7	Rifiuti .....	21
3.2.8	Poli Cloro Trifenili e Poli Cloro Bifenili (PCT e PCB).....	21
3.2.9	Sostanze Lesive dello Strato di Ozono .....	21
3.2.10	Vibrazioni.....	22
3.2.11	Amianto.....	22
3.2.12	Rumore verso l' ambiente esterno.....	22
3.2.13	Rumore nell' ambiente interno .....	22
3.2.14	Radiazioni non ionizzanti (elettromagnetismo).....	23
3.2.15	Sorgenti radioattive .....	23
3.2.16	Contaminazione del suolo .....	23
3.2.17	Impatto visivo.....	25
3.2.18	Traffico.....	26
3.3	DETERMINAZIONE DELLA SIGNIFICATIVITÀ DEGLI ASPETTI AMBIENTALI DIRETTI	26
3.4	ASPETTI AMBIENTALI INDIRETTI.....	27
3.5	CARATTERIZZAZIONE DELLE EMERGENZE.....	27
3.6	GESTIONE AMBIENTALE ESISTENTE .....	29
3.6.1	Responsabilità.....	29
3.7	DOCUMENTAZIONE.....	29

Allegato I: Localizzazione della centrale

Allegato II: Planimetria della centrale

Allegato III: Criteri di valutazione della significatività degli aspetti ambientali

Allegato IV Identificazione degli aspetti ambientali

**CEOT**

**PE-01-M001**

Allegato V Caratterizzazione aspetti ambientali

Allegato VI valutazione della significatività degli aspetti ambientali

Allegato VII identificazione e classificazione delle emergenze

Allegato VIII: Criteri di valutazione della significatività degli aspetti indiretti

Allegato IX: Valutazione della criticità degli aspetti indiretti

Allegato X: Lay-out della centrale con indicazioni dei punti di emissione