

Dichiarazione ambientale Anno 2008



*Unità di Business della Spezia
centrale termoelettrica Eugenio Montale*



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Dichiarazione ambientale
Anno

2008

Unità di Business della Spezia
centrale termoelettrica Eugenio Montale

Premesse

ORGANIZZAZIONE E SITO REGISTRATO

Sulla base di questa Dichiarazione ambientale, l'organizzazione registrata a EMAS in conformità al Regolamento CE n. 761/2001 del 19 marzo 2001 è L'Unità di Business La Spezia, Via Valdilocchi n. 32 - 19136 La Spezia. L'Unità appartiene alla Divisione Generazione ed Energy Management di Enel SpA. Il Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA ha deliberato in data 13/10/2005 l'iscrizione al registro EMAS dell'organizzazione e del predetto impianto con numero IT-000376 e con il codice della catalogazione statistica delle attività economiche nelle Comunità Europee, NACE 35.11 "Produzione e distribuzione di energia elettrica".

CONVALIDA DELLA DICHIARAZIONE E CERTIFICAZIONE DEL SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE

L'istituto CERTIQUALITY S.r.l.

Via Gaetano Giardino, 4

20123 Milano

Tel. +39 02 8069171

Fax +39 02 86465285



quale Verificatore ambientale accreditato dal Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, con n. IT-V-0001 ha convalidato questa Dichiarazione in data 28/05/2009.

Lo stesso istituto ha rilasciato nella stessa data il certificato n. 6156 riportato a pagina 38, che attesta la conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004 del Sistema di Gestione Ambientale adottato dall'organizzazione.

Il certificato è in corso di rinnovo.

Informazioni generali

La Dichiarazione ambientale ha lo scopo di fornire al pubblico e ad altri soggetti interessati informazioni convalidate sugli impianti e sulle prestazioni ambientali dell'organizzazione, nonché sul continuo miglioramento della prestazioni stesse. Essa è altresì un mezzo che consente di rispondere a questioni che riguardano gli impatti ambientali significativi che possono preoccupare i soggetti interessati. Per rispondere, in maniera chiara e concisa, a dette finalità questa Dichiarazione è stata articolata in tre parti. La prima è dedicata a comunicare in modo essenziale le informazioni che riguardano la Società, la Politica ambientale, il processo produttivo, il Sistema di Gestione Ambientale. La seconda parte illustra gli aspetti ambientali, gli obiettivi di miglioramento, il Programma ambientale e riporta il Compendio dei dati di esercizio, ovvero le informazioni che necessitano di aggiornamento e convalida annuale, come di seguito spiegato. La terza parte, costituita da schede di approfondimento, permette di esaminare gli aspetti particolari che possono interessare il lettore.

La Direzione dell'Unità di Business di La Spezia per conservare l'iscrizione a EMAS degli impianti oggetto di questa Dichiarazione, dovrà presentare al Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA una nuova Dichiarazione ambientale convalidata entro tre anni dalla data di registrazione di questa Dichiarazione; inoltre, dovrà preparare annualmente un documento che aggiorni le parti variabili di questa Dichiarazione. L'aggiornamento dovrà essere convalidato dal Verificatore accreditato, quindi dovrà essere trasmesso al Comitato suddetto e dovrà essere messo a disposizione del pubblico (secondo l'art. 3 comma 3 b, del Regolamento CE n. 761/2001).

La Direzione dell'Unità Business di La Spezia s'impegna a diffondere i suddetti aggiornamenti nel caso in cui sopravvengano fatti nuovi importanti che possano interessare il pubblico; in ogni caso, i previsti aggiornamenti annuali, come pure qualsiasi altra informazione di carattere ambientale relative alle attività di Enel nella centrale Eugenio Montale possono essere richieste per posta al seguente indirizzo:

Enel

centrale termoelettrica Eugenio Montale

Via Valdilocchi, 32, 19136 La Spezia

oppure direttamente ai seguenti referenti:

Valter Moro tel. 0187327300 [mailto: valter.moro@enel.com](mailto:valter.moro@enel.com)

Fabio Marcenaro tel. 0187327398 [mailto: fabio.marcenaro@enel.com](mailto:fabio.marcenaro@enel.com)

Marco Muzzi tel. 0187327684 [mailto: marco.muzzi@enel.com](mailto:marco.muzzi@enel.com)

Commenti e suggerimenti che riguardano questa Dichiarazione possono essere inviati ai predetti indirizzi.

Presentazione

Questo secondo rinnovo della Dichiarazione ambientale dell'Unità di Business di La Spezia contiene la sintesi dell'intenso impegno profuso in tema ambientale durante il triennio precedente e gli obiettivi 2009-2011 che si intende raggiungere per operare nell'ottica di un miglioramento continuo delle prestazioni ambientali.

La Dichiarazione ambientale testimonia i risultati raggiunti e va considerata come un ulteriore traguardo a conferma della strategia di gestione dell'UB di La Spezia, imperniata nell'adozione delle migliori tecnologie e nel coinvolgimento e valorizzazione del potenziale umano dei dipendenti, per il miglioramento delle prestazioni ambientali.

La diffusione e la divulgazione all'esterno della Dichiarazione ambientale è un efficace strumento di comunicazione e vuole essere un'espressione di volontà di trasparenza nei confronti della collettività, con l'intento di migliorare il colloquio aperto con le Istituzioni e tutti i cittadini, rinnovando l'impegno nella ricerca dello sviluppo sostenibile della realtà locale.

La Spezia, aprile 2009

Ing. Andrea Campi
Responsabile Unità di Business La Spezia

Indice

8 Enel SpA

- 9 La Politica ambientale
- 10 Sostenibilità e governance dell'ambiente
- 13 La Divisione Generazione ed Energy Management (GEM)
- 16 L'organizzazione ambientale complessiva

18 La struttura dell'Unità di Business della Spezia

20 Il sito produttivo e l'ambiente circostante

25 L'attività produttiva

- 26 Profilo storico della produzione e dell'evoluzione progettuale
- 28 Descrizione del processo produttivo

33 La Gestione ambientale nel sito produttivo della Spezia

- 33 Attuazione della Politica ambientale
- 35 Le attività per la partecipazione a EMAS
- 37 Il Sistema di Gestione Ambientale

43 Gli aspetti ambientali

- 46 Compendio dati e indicatori di prestazione ambientali
- 48 Gli aspetti ambientali diretti
- 94 Gli aspetti ambientali indiretti

97 Salute e sicurezza

100 Obiettivi e Programma ambientale

110 Schede di approfondimento

- 110 1. Gli strumenti per la governance dell'ambiente
- 113 2. Principali Norme di Legge applicabili
- 118 3. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali
- 123 4. Definizione e verifica del campo acustico dell'impianto

125 Glossario

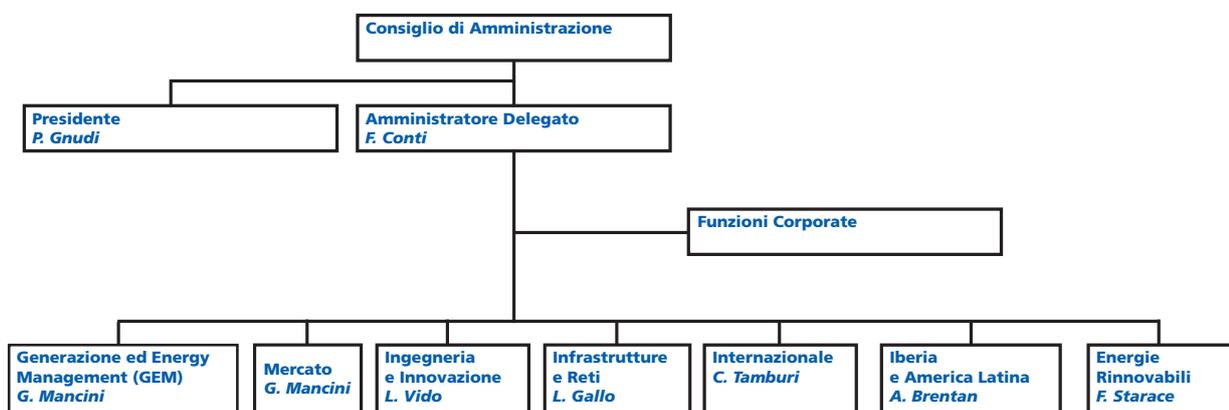
Enel ha la missione di essere il più efficiente produttore e distributore di elettricità e gas, orientato al mercato e alla qualità del servizio, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti, di soddisfare i clienti e di valorizzare tutte le persone che vi lavorano.

L'attuale struttura organizzativa di Enel SpA prevede sette aree di attività, come illustrato nella sottostante figura 1.

Alla Corporate resta attribuito, mediante le proprie funzioni centrali di staff, il ruolo di indirizzo, controllo e coordinamento, con l'obiettivo di valorizzare le sinergie del Gruppo e di ottimizzare la gestione dei servizi a supporto del *core business*.

Figura 1

Struttura organizzativa di Enel SpA



Generazione ed Energy Management: ha la missione di produrre e offrire al mercato energia al minimo costo possibile e nel rispetto degli standard ambientali e di sicurezza stabiliti dalle leggi, integrando nel processo decisionale tutti gli elementi della catena del valore, dal reperimento delle fonti energetiche al commercio di energia e combustibili. Sono, inoltre, attribuite a questa Divisione le attività di vendita di energia elettrica e gas a grossisti, rivenditori e clienti "energivori".

Mercato: ha la missione di assicurare il presidio completo del mercato dell'energia elettrica e del gas, sviluppando un'offerta integrata di prodotti/servizi e gestendo un mix articolato di canali distributivi.

Ingegneria e Innovazione: ha la missione di gestire per il Gruppo i processi di ingegneria relativi allo sviluppo e alla realizzazione di impianti di Generazione assicurando il conseguimento degli obiettivi qualitativi, temporali ed economici assegnati; coordinare e integrare le attività di ricerca del Gruppo assicurando lo *scouting*, lo sviluppo e la valorizzazione di opportunità di innovazione in tutte le aree di business del Gruppo con particolare riguardo allo sviluppo di iniziative a forte valenza ambientale.

Infrastrutture e Reti: ha la missione di garantire la distribuzione e trasmissione di energia elettrica e gas, valorizzando le conoscenze e le competenze nell'ottica di sfruttare le sinergie di costi e investimenti derivanti da una gestione integrata.

Internazionale: ha lo scopo di sviluppare la presenza e le attività di Enel all'estero nei mercati dell'energia elettrica e del gas e di elaborare la strategia di sviluppo e di bilanciamento delle capacità produttive nei mercati esteri.

Iberia e America latina: ha lo scopo di sviluppare la presenza e coordinare le attività di Enel nei mercati dell'energia elettrica e del gas di Spagna, Portogallo e America Latina; garantire il presidio e l'ottimizzazione delle attività operative nelle regioni di competenza; elaborare la strategia di sviluppo nei mercati regionali di interesse.

Energie Rinnovabili: ha la missione di sviluppare e gestire le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili del Gruppo. La Divisione opera con piena responsabilità sulle performance tecniche e sui risultati economico-finanziari delle società operative di competenza, garantendone l'integrazione nel Gruppo in coerenza con le strategie e i codici di comportamento Enel.

La Politica ambientale

L'attenzione di Enel verso l'ambiente e il territorio è ormai una realtà consolidata. Il contenimento delle emissioni, l'uso razionale delle risorse, la gestione degli impianti e il loro inserimento nel territorio rappresentano oggi una priorità aziendale. La protezione dell'ambiente è, così, diventata strategica per il valore che aggiunge alle scelte industriali di Enel e per l'alta valenza sociale che essa riveste.

Gli apprezzabili risultati raggiunti nel corso degli anni hanno indotto Enel a confermare la propria Politica ambientale e i principi che la ispirano e a riproporre, con rinnovato impegno, il conseguimento dei relativi obiettivi.

Principi

- Tutelare l'ambiente, la sicurezza e la salute dei lavoratori.
- Proteggere il valore dell'Azienda.
- Migliorare gli standard ambientali e di qualità del prodotto.

Obiettivi strategici

- Utilizzazione di processi e tecnologie che prevengono e/o riducono le interazioni con l'ambiente-territorio.
- Impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime.
- Ottimizzazione del recupero dei rifiuti.
- Applicazione di Sistemi internazionali per la Gestione Ambientale e della sicurezza nelle diverse attività.
- Ottimizzazione dell'inserimento degli impianti nel territorio.
- Applicazione delle migliori tecniche di esercizio.
- Comunicazione ai cittadini e alle Istituzioni sulla Gestione ambientale dell'Azienda.
- Formazione e sensibilizzazione dei dipendenti sulle tematiche ambientali.

Sostenibilità e governance dell'ambiente

I grandi investitori internazionali, proprio come i piccoli risparmiatori, chiedono alle aziende dividendi e la minimizzazione dei rischi. Per entrambe le tipologie la Responsabilità sociale d'impresa è un elemento importante nella scelta d'investimento. Attualmente i fondi etici, quelli specializzati in investimenti socialmente responsabili, detengono una quota rilevante di azioni Enel, perché premiante. Attuare, documentare e comunicare comportamenti socialmente responsabili è fondamentale nella strategia di Enel.

La "Responsabilità sociale d'impresa", traduzione del concetto anglosassone di *Corporate Social Responsibility*, che si abbrevia con la sigla CSR, rappresenta la capacità di governare la complessa integrazione tra gli interessi economici dell'impresa e tra i diritti delle parti sociali interessate, attraverso l'impegno a difendere l'ambiente, l'ecologia, i valori morali.

La CSR si compone della:

- responsabilità economica (tutte le attività che hanno origine o relazione economico-finanziaria);
- responsabilità ambientale (il grado di capacità dell'azienda di governare le variabili e l'impatto ambientale della sua attività);
- responsabilità sociale (le azioni dell'impresa verso le persone e le comunità, i gruppi d'interesse e di rappresentanza, le persone che vi lavorano).

L'insieme di queste tre componenti e la capacità dell'impresa di tenerle fra loro in un equilibrio efficiente e virtuoso genera il concetto di "sostenibilità".

Enel opera nel convincimento che la creazione di valore per gli azionisti, obiettivo di fondo di ogni seria attività d'impresa, non sia assolutamente in contrasto con il perseguimento di obiettivi di tipo ambientale e sociale. Anzi, si è certi che la competitività e il successo del marchio siano imprescindibilmente connessi alla capacità di rendere le attività pienamente sostenibili. Oggi, in Enel, la governance ambientale è attuata mediante il reporting, i Sistemi di Gestione Ambientale, la formazione e l'informazione. Grazie a questi strumenti la governance stessa viene anche trasferita alle unità territoriali per garantire azioni e comportamenti omogenei. Le registrazioni EMAS degli impianti di produzione e la certificazione UNI EN ISO 14001 dei Sistemi di Gestione Ambientale delle Unità di Business territoriali rappresentano in Enel degli elementi che sostengono la governance ambientale. Per informazioni di maggiore dettaglio si rimanda al Rapporto ambientale disponibile sul sito www.enel.it.

I Sistemi di Gestione Ambientale in ambito Generazione ed Energy Management

Per affrontare in modo ordinato ed efficace le questioni ambientali nel rispetto delle disposizioni legislative e regolamentari, la Divisione GEM procede all'introduzione di Sistemi di Gestione Ambientale (SGA) nei propri siti e nelle proprie attività.

L'obiettivo della Divisione è quello di far operare tutti gli impianti di produzione che al 2008 potranno essere ancora chiamati in esercizio, in base a un Sistema di Gestione Ambientale certificato secondo la norma ISO 14001:2004 che sia adeguato all'entità degli impatti provocati dai diversi processi di produzione e funzionale al raggiungimento degli obiettivi stabiliti dalle direttive aziendali.

A tale scopo si opera per:

- sensibilizzare e formare adeguatamente il personale coinvolto nella Gestione ambientale ai diversi livelli.
- sviluppare un processo di audit ambientale interno che costituisca uno strumento capace di assicurare costantemente la rispondenza della Gestione ambientale alla Politica e agli obiettivi ambientali stabiliti, nonché la conformità alla legislazione ambientale applicabile.

Le Unità di Business attualmente certificate secondo la norma internazionale ISO 14001:2004 gestiscono l'89% dell'attuale potenza elettrica installata di GEM. Nel 2007 la potenza certificata ammontava all'80%. Le registrazioni EMAS coprono il 51% della potenza elettrica installata GEM.

La registrazione EMAS delle organizzazioni produttive

La partecipazione al sistema Comunitario di Ecogestione e Audit noto come EMAS (Eco Management e Audit Scheme) in accordo con le disposizioni del

nuovo regolamento CE n. 761 del 19 marzo 2001 costituisce un ulteriore stimolo per il miglioramento continuo e un valido strumento per intrattenere un dialogo aperto con i cittadini e le Istituzioni sulle questioni ambientali dei siti produttivi. Per le Unità di Business che hanno certificato il proprio Sistema di Gestione secondo la norma ISO 14001:2004 si intende procedere progressivamente alla richiesta di registrazione a EMAS.

Le centrali termoelettriche di GEM che a oggi hanno ottenuto la registrazioni EMAS sono: Fusina (VE) e Porto Marghera (VE), La Casella (PC), Leri Cavour (VC), Montalto di Castro (VT), Sulcis (CA), Torrevaldaliga Nord (RM), La Spezia, Genova, Priolo Gargallo (SR), Porto Corsini (RA), Bastardo (PG).

La formazione e l'informazione

I programmi di formazione e di informazione ambientale costituiscono, ormai, elementi qualificanti del piano annuale formativo destinato ad accrescere le competenze e le professionalità delle risorse umane di Enel.

In particolare, per quanti più direttamente coinvolti nelle attività di carattere ambientale, nel 2007 sono stati attivati e sviluppati moduli formativi per un ammontare complessivo, in Italia, di circa 35.000 ore. Anche per il 2008 Enel ha puntato sull'informazione per divulgare le proprie iniziative all'interno e all'esterno dell'Azienda. Le attività di informazione hanno raggiunto risultati molto soddisfacenti grazie anche a quasi quattro anni di funzionamento del Canale Ambiente (www.enel.it/ambiente) e del Canale Natura (www.enel.it/natura), che rappresentano due sezioni tematiche orientate a far conoscere le relazioni fra il mondo industriale, l'ambiente e gli aspetti naturalistici legati al territorio. Dopo quasi quattro anni il Canale Ambiente è stato completamente ristrutturato.

Dedicato alla Politica ambientale ed energetica dell'Azienda, aggiornato nei contenuti e nella veste grafica e semplificato nella logica di navigazione, il nuovo canale si propone come fonte di informazione sulla Politica e le attività energetiche di Enel, oltre a costituire una fonte di documentazione e dibattito sul settore energetico a livello nazionale, comunitario e internazionale.

Il Rapporto ambientale

Dal 1996, per comunicare a una vasta platea di interlocutori e di parti interessate la propria Politica ambientale, le proprie iniziative e i risultati ambientali, Enel pubblica annualmente un Rapporto ambientale. I dati contenuti nel Rapporto sono sottoposti a verifica indipendente da parte di una società terza. I tempi necessari per consolidare i dati di consuntivo e per la verifica consentono la pubblicazione del Rapporto solo all'inizio del periodo estivo.

Il Rapporto ambientale annuale rappresenta non solo lo strumento per misurare i risultati raggiunti e tracciare un bilancio delle attività e dei miglioramenti

conseguiti nel corso degli anni, ma anche un documento per presentare le inevitabili criticità ambientali e le problematiche emergenti. La redazione del Rapporto è strettamente connessa al sistema di reporting ambientale.

Il Bilancio di sostenibilità

Rappresenta lo strumento attraverso cui dare visibilità all'impegno nelle tre aree di responsabilità: economica, ambientale e sociale.

Ma non si tratta solo di dare evidenza. Le preoccupazioni sociali ed ecologiche nelle operazioni commerciali e nei rapporti con le parti interessate sono infatti tradotte in obiettivi di responsabilità sociale e rese parte integrante del piano industriale 2004/2008.

Il piano comprende obiettivi di sostenibilità e responsabilità sociale che sono strettamente connessi con tutte le attività fondamentali dell'azienda.

Questi obiettivi vanno dal miglioramento della combinazione di combustibili utilizzati al continuo progresso nella sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente di lavoro; dal controllo delle emissioni in atmosfera alla formazione delle risorse umane; dai rapporti con le associazioni, gruppi d'interesse e comunità alla soddisfazione del cliente.

Il Bilancio finanziario, il Rapporto ambientale e il Bilancio di sostenibilità, a partire dal 2003, vengono presentati insieme. Essi costituiscono un insieme integrato di documenti che illustrano una realtà economica, ambientale e sociale unita dalla medesima missione. Questi documenti sono disponibili sul sito: www.enel.it.

La Divisione Generazione ed Energy Management (GEM)

Figura 2

Organigramma della Divisione GEM

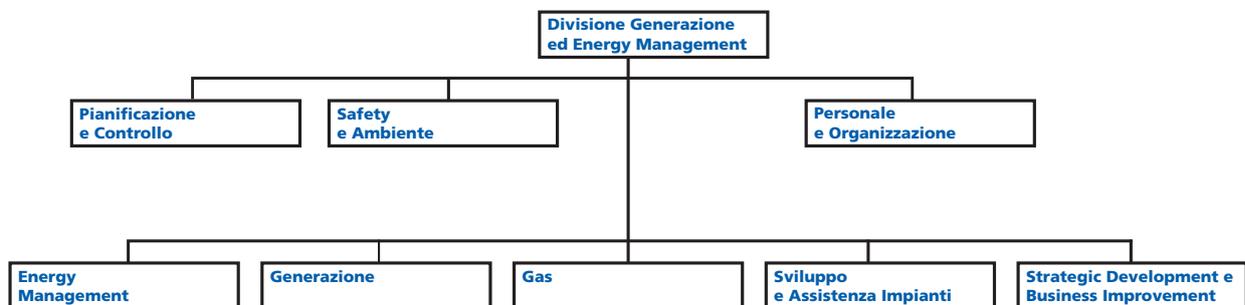


Figura 3
UB termoelettriche



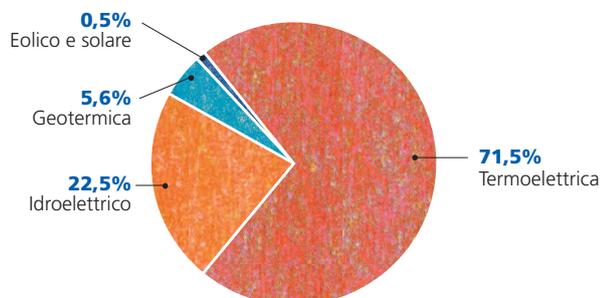
La Divisione governa l'intero processo produttivo dell'energia elettrica. La competitività nel libero mercato è oggi l'obiettivo primario della Divisione, che intende concorrere alle nuove sfide e cogliere tutte le opportunità che si presentano sul mercato internazionale tramite l'ottimizzazione della propria capacità produttiva e il raggiungimento di un livello di efficienza sempre più alto. La divisione GEM è organizzata in cinque aree di business (figura 2), le funzioni di staff (personale, pianificazione e controllo e Safety e Ambiente) sono comuni alle diverse aree.

A fine 2007⁽¹⁾ la consistenza degli impianti termici è di 43 per una potenza netta installata complessiva di 25 milioni di kW, i combustibili utilizzati sono olio combustibile, gas naturale, carbone, gasolio, biomassa e rifiuti. Gli impianti idroelettrici sono 501, per una potenza netta complessiva di 14,4 milioni di kW. Gli impianti che sfruttano altre fonti rinnovabili sono: 31 centrali geotermoelettriche per una potenza complessiva di 671.000 kW; 20 centrali eoliche per una potenza totale di 315.000 kW; 4 centrali fotovoltaiche per una potenza di 4.000 kW. Gli impianti termici sono gestiti da ventuno Unità di produzione territoriali (Unità di Business) dislocate come in figura 3. Gli impianti che sfruttano fonti rinnovabili sono gestiti da dodici Unità di produzione territoriali: Domodossola (VB), Bergamo, Sondrio, Bolzano, Trento, Vittorio Veneto (BL), Cuneo, Bologna Montorio (TE), Napoli, Sardegna (Cagliari), Sicilia (Catania). Nel 2007 la produzione complessiva di tutti gli impianti della Divisione GEM in Italia ammonta, al netto degli autoconsumi, a 94.277 milioni di kWh, di cui 26.903 milioni di kWh (28,5%) da fonti rinnovabili (grafico 1).

⁽¹⁾ I dati sono estratti dal Rapporto ambientale Enel 2007, vale a dire dal documento che costituisce il riferimento aziendale per la pubblicazione ufficiale dei dati ambientali. Al momento della preparazione di questo documento l'ultimo Rapporto disponibile è quello del 2007 in quanto esso viene di norma pubblicato entro maggio dell'anno successivo.

Grafico 1

Ripartizione della produzione 2004 per fonte energetica



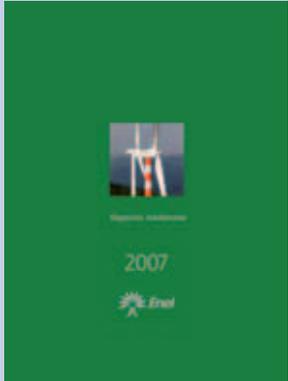
Il contributo della produzione idroelettrica, la più significativa fra le energie rinnovabili impiegate in Italia, è fondamentale nelle ore a elevata richiesta di carico.

Sostenibilità e governance dell'ambiente

I grandi investitori internazionali, proprio come i piccoli risparmiatori, chiedono alle aziende dividendi e la minimizzazione dei rischi. Per entrambe le tipologie la Responsabilità sociale d'impresa è un elemento importante nella scelta d'investimento. Attualmente i fondi etici, quelli specializzati in investimenti socialmente responsabili, che hanno deciso di acquistare azioni Enel sono 47 e detengono circa il 20% della quota istituzionale.

Attuare, documentare e comunicare comportamenti socialmente responsabili è pertanto fondamentale nella strategia di Enel, perché premiante.

La "Responsabilità sociale d'impresa" è la traduzione del concetto anglosassone di *Corporate Social Responsibility*, che si abbrevia con la sigla CSR e che rappresenta la capacità di governare la complessa integrazione tra gli interessi economici dell'impresa e tra i diritti delle parti sociali interessate, attraverso l'impegno a difendere l'ambiente, l'ecologia, i valori morali.



A partire dal 2003, vengono presentati e pubblicati insieme il Bilancio finanziario, il Rapporto ambientale e il Bilancio di sostenibilità, come insieme integrato di documenti che illustrano una realtà economica, ambientale e sociale unita dalla medesima missione. Questi documenti sono disponibili sul sito: www.enel.it. Altre informazioni sul Rapporto ambientale e sul Bilancio di sostenibilità sono contenuti nella scheda di approfondimento n. 1.

Le registrazioni EMAS degli impianti di produzione e la certificazione UNI EN ISO 14001:2004 dei Sistemi di Gestione Ambientale delle Unità di Business territoriali rappresentano in Enel degli strumenti che sostengono la governance ambientale.

CERTIFICAZIONI ISO E REGISTRAZIONI EMAS

Le Unità di Business che operano con Sistema di Gestione certificato secondo la norma internazionale UNI EN ISO 14001:2004 gestiscono circa il 76% dell'attuale potenza elettrica installata di GEM.

Le registrazioni EMAS coprono circa il 43% della potenza elettrica installata GEM. Dopo il perfezionamento degli iter di registrazione avviati e di quelli che si prevede di richiedere a breve si coprirà circa il 63%.

Altre informazioni sui programmi di certificazione e registrazione sono riportati nella scheda di approfondimento n. 1.

L'Unità di Business di La Spezia in applicazione di questa Politica di Gruppo ha stabilito una propria linea di azione ambientale adottando una Politica ambientale di sito commisurata alla specificità degli aspetti ambientali della propria attività (vedi pagina 34). La Politica di sito specifica l'impegno al miglioramento delle prestazioni ambientali attraverso misure tecniche e gestionali e sostiene le iniziative di apertura, dialogo e trasparenza verso l'esterno.

L'organizzazione ambientale complessiva

La nuova organizzazione aziendale conferisce maggiore responsabilità alla Corporate nel suo ruolo di indirizzo e controllo. Pertanto la Gestione ambientale coinvolge direttamente tutti e tre i livelli aziendali, vale a dire il vertice di Corporate, le Divisioni e le Unità produttive territoriali.

In ciascuna delle Divisioni, in relazione alle specifiche problematiche, sono presenti strutture operative e/o figure professionali preposte a svolgere attività in campo ambientale.

Le risorse umane complessivamente dedicate, esclusivamente o parzialmente, a temi ambientali ammontano a oltre 220 unità equivalenti a tempo pieno.

Nell'ambito della Direzione di Corporate Affari Istituzionali e Regolamentari è compresa l'Unità Politiche Ambientali, che ha la missione di definire gli obiettivi ambientali strategici di Enel e di assicurare la coerenza dei programmi e delle iniziative conseguenti da parte delle Divisioni.

Figura 4

Organizzazione ambientale



L'Unità Politiche Ambientali si avvale di una struttura con il compito di:

- promuovere, attuare e coordinare gli accordi di programma con Istituzioni, enti e agenzie in campo ambientale;
- individuare gli indicatori e garantire il monitoraggio e il controllo dell'andamento delle iniziative aziendali in termini di impatto ambientale;
- elaborare analisi su specifici temi ambientali che hanno particolari ripercussioni sull'intero sistema aziendale e che suscitano interesse nell'opinione pubblica;
- stabilire relazioni con le Istituzioni, gli enti e gli istituti specializzati in materia ambientale su particolari aspetti tecnici;
- predisporre il Bilancio ambientale di Enel.

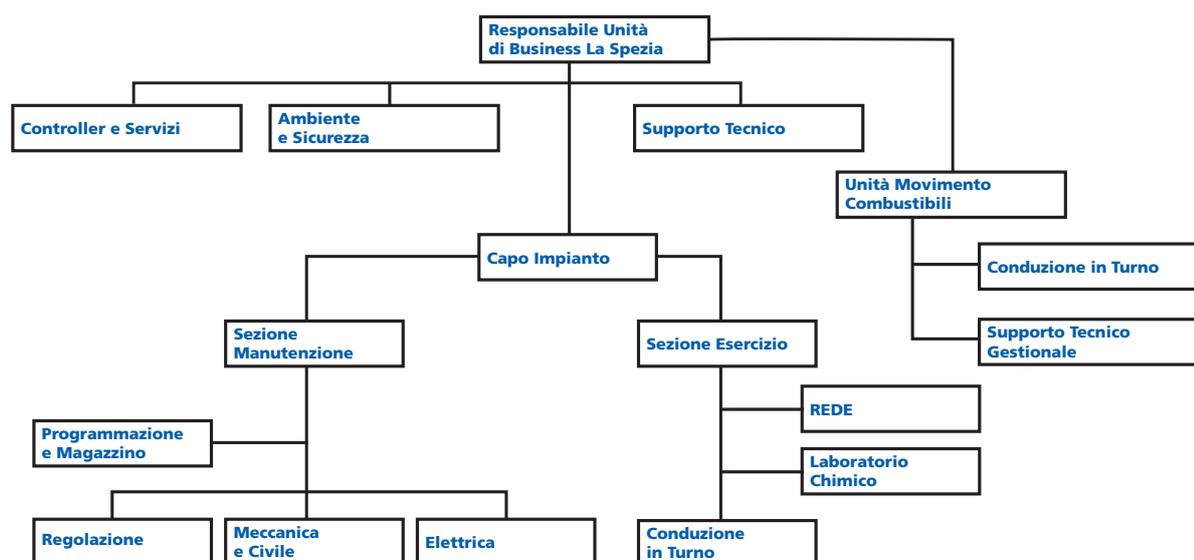
A livello di Divisione Generazione ed Energy Management (GEM) opera, nell'area tecnica Sviluppo Impianti, l'Unità Ambiente e Autorizzazioni. I principali compiti di questa Unità sono l'ottenimento delle autorizzazioni previste in sede Ministeriale che include, quando necessario, lo svolgimento degli studi di impatto ambientale, sviluppo dei Sistemi di Gestione Ambientale, auditing ambientale interno che include la verifica di conformità normativa e la conformità dei principi di azione delle unità produttive alla Politica di Gruppo. A livello di Unità di Business il Direttore ha la responsabilità di stabilire le linee di azione della propria organizzazione (Politica di sito) per attuare la Politica ambientale di Gruppo, vale a dire per assicurare la conformità normativa e il rispetto degli impegni sottoscritti dall'Azienda inerenti le attività affidategli, e per perseguire il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali attraverso la proposizione di obiettivi specifici di miglioramento ambientale. È responsabile dell'attuazione del conseguente Programma ambientale concordato con l'Area di Business della Divisione.

La struttura dell'Unità di Business della Spezia

Sulla base di questa Dichiarazione ambientale, l'organizzazione registrata a EMAS in conformità al Regolamento CE n. 761/2001 del 19 marzo 2001 è L'Unità di Business della Spezia il cui organigramma è rappresentato nella figura sottostante.

Figura 5

Organizzazione dell'Unità di Business La Spezia



Attualmente l'UB della Spezia, il cui organigramma è rappresentato in figura 5, è costituita complessivamente dal Direttore, un capo impianto, 4 quadri intermedi, 99 impiegati e 109 operai. Il personale esterno, costituito prevalentemente da forza lavoro locale, è impegnato in attività appaltate come i servizi di pulizia e mensa, gli interventi specialistici e le attività di manutenzione straordinaria. Il Direttore UB è responsabile della gestione complessiva dell'impianto della Spezia ed è quindi responsabile diretto della Gestione ambientale; oltre a stabilire le linee di azione per l'applicazione della Politica aziendale a tutte le attività svolte nel sito, egli provvede a:

- definire gli obiettivi ambientali da perseguire nel sito

- individuare e proporre gli interventi del Programma ambientale
- reperire le risorse necessarie all'attuazione del Programma
- approvare l'organizzazione e le risorse dedicate al funzionamento del Sistema di Gestione Ambientale
- sorvegliare l'attuazione del Programma ambientale e il funzionamento del Sistema di Gestione Ambientale.

Per la Gestione ambientale il Direttore si avvale di un Rappresentante della Direzione e di un Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale.

Il Rappresentante riferisce al Direttore sulle prestazioni del Sistema di Gestione Ambientale ai fini del suo riesame e si assicura che i requisiti del Sistema di Gestione siano stabiliti, applicati e mantenuti in conformità al regolamento e che siano adeguati al perseguimento degli obiettivi ambientali stabiliti.

Il Responsabile del Sistema di Gestione Ambientale designato dal Direttore cura l'aggiornamento e la diffusione della documentazione del Sistema di Gestione Ambientale e ha il compito di controllare l'applicazione delle procedure e delle istruzioni operative.

Il sito produttivo e l'ambiente circostante

La centrale Eugenio Montale è collocata nell'estrema parte est della città della Spezia, nella cosiddetta piana di Fossamastra (vedi figura 6 e figura 7), su di un'area di circa 72 ha di proprietà di Enel.

La centrale comprende i macchinari e le strutture di servizio allocati all'interno del perimetro dello stabilimento, nonché da altre strutture esterne asservite al processo produttivo, collocate come mostra la mappa di figura 8. Le principali pertinenze esterne all'impianto sono:

- il pontile per l'attracco delle navi carboniere e petroliere (in area demaniale all'interno del porto) e le relative strutture di servizio realizzate sul piazzale confinante con il viale San Bartolomeo;
- l'opera di presa dell'acqua di raffreddamento della centrale, situata alla radice del pontile e i canali di adduzione e restituzione dell'acqua;
- l'opera di restituzione dell'acqua di raffreddamento della centrale, situata a ponente dell'opera di presa in località Fossamastra;
- le aree precedentemente utilizzate per il lagunaggio delle ceneri;
- le aree per lo stoccaggio del carbone, situate in località Val Bosca e in località Val Fornola;
- le opere per il trasporto e la movimentazione del carbone: dalle navi ai parchi di stoccaggio e alla centrale, costituite dai nastri trasportatori e torri di rinvio;
- il pontile di scarico e l'oleodotto di collegamento al deposito per lo stoccaggio dell'olio combustibile;
- le aree esterne all'insediamento produttivo gestite dalla centrale.

La stazione elettrica, le linee di collegamento alla centrale e le linee di trasmissione dell'energia ad alta tensione (220 e 380 kV) non appartengono a Enel SpA, ma alla Società Terna SpA.

Figura 6

Il golfo e la città della Spezia



La Spezia, situata nella parte più interna dell'omonimo golfo (vedi figura 7), è la seconda città della regione Liguria (101.700 abitanti residenti nel 2001) e centro industriale di notevole consistenza, oltre che importante base navale militare con Arsenal (Darsena Duca degli Abruzzi) e sede di cantieri navali e di un porto adibito a traffico mercantile e passeggeri. L'area su cui sorge l'impianto è prossima alla zona di più recente espansione, in un'area industriale che vede la presenza di una pluralità di insediamenti produttivi, alcuni dei quali già di origine ottocentesca.

La rada del golfo della Spezia si estende da punta Santa Teresa, sulla costa orientale del golfo, a punta Santa Maria, su quella occidentale, ed è chiusa verso il mare aperto da una diga foranea lunga circa 2.200 m con due bocche di passaggio, una a levante larga circa 200 m e una a ponente di circa 400 m. La rada ha una superficie di circa 15 km² e un bacino imbrifero di circa 65 km², la profondità media è di circa 10-11 m per un volume stimato di circa 150 milioni di metri cubi. La zona interna alla diga foranea è interessata da coltivazioni di mitili.

Le caratteristiche meteorologiche del golfo della Spezia sono in parte diverse dagli altri tratti della costa ligure grazie alla presenza dei monti appenninici nella zona a nord e nord-est, che preservano il golfo dai venti freddi di tramontana

Figura 7

Collocazione geografica della centrale Eugenio Montale (scala 1:100000)

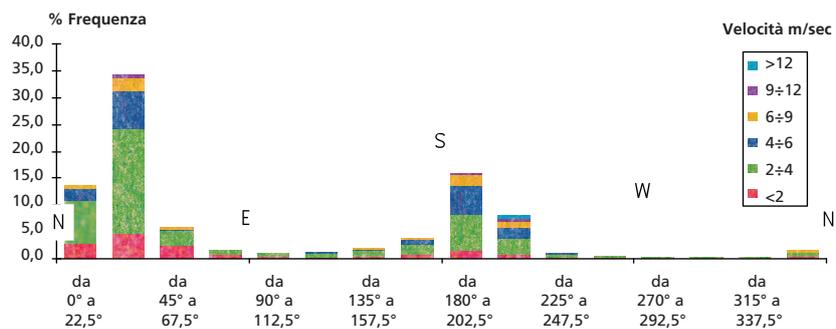


dando anche origine all'effetto di Foehn (compressione e riscaldamento dell'aria dalla parte del monte non esposta al vento). In aggiunta, le profondità delle acque nel golfo e del Mar Ligure circostante, che raggiungono i 1.500 m, conferiscono un rilevante potere moderatore del clima, che ha favorito, lungo tutta la costa del golfo, lo svilupparsi di particolari colture agricole e la presenza di località di grande interesse turistico.

Le attività portuali e industriali spezzine conoscono il momento di massimo sviluppo fra la fine degli anni '60 e l'inizio degli anni '70, tanto che all'inizio di questo stesso decennio cinque grandi aziende, già a partecipazione statale (OTO

Grafico 2

Distribuzione tipica dei venti (misure effettuate nel periodo di un anno, dal 27/08/1995 al 26/08/1996)



Melara, Termomeccanica, Cantieri Navali di Muggiano e San Marco, Stabilimento Elettrodomestici ex San Giorgio), occupano quasi la metà degli addetti industriali dell'intera provincia, con lo sviluppo di un significativo indotto produttivo.

Questi elementi sono alla radice di una fase di grande accentramento della popolazione, di addetti e di attività costruttiva nella città.

Le principali infrastrutture viarie dell'area sono il raccordo autostradale, situato immediatamente a nord dell'area Enel, e la SS n. 331, che converge nella zona retroportuale, in viale San Bartolomeo. L'arteria risulta congestionata, sia in ingresso che in uscita dal capoluogo, dalla commistione del traffico pesante del porto e delle aree industriali limitrofe con il traffico di collegamento giornaliero (pendolarismo). Infatti la zona compresa tra viale San Bartolomeo (SS 331) e la linea di costa verso sud-est è fortemente industrializzata. In questa zona, meno soggetta ai vincoli e alle servitù militari, è localizzata la maggior parte dell'attività cantieristica navale. Inoltre, all'inizio del viale San Bartolomeo, tra la fine dell'Ottocento e gli inizi del Novecento, a ridosso di un grande iutificio ormai dismesso, è sorto il quartiere Fossamastra che si è sviluppato seguendo nel corso degli anni le sorti della parte di levante della città. La zona retrostante il quartiere è stata interessata da profonde trasformazioni territoriali, a causa sia della realizzazione di opere pubbliche quali il depuratore, la discarica di RSU comunale, lo svincolo autostradale nell'area degli Stagnoni e il viadotto della nuova strada per Lerici, sia delle attività legate al porto mercantile.

I punti nodali della rete viaria più direttamente interessati dal traffico indotto dalle attività della centrale sono:

- lo svincolo dell'asse "raccordo autostradale - via Carducci" che sfocia in via Valdilocchi;
- la via San Bartolomeo all'incrocio con via Valdilocchi;
- la via Sarzana (SS Aurelia) all'altezza della zona "Melara".

Informazioni sul traffico indotto dalla centrale sono riportate nel paragrafo "aspetti ambientali".

L'attività produttiva

L'impianto Eugenio Montale è dedicato alla sola produzione di energia elettrica mediante l'esercizio di una unità termoelettrica convenzionale prevalentemente alimentata a carbone e di due unità a ciclo combinato alimentate a gas naturale. L'energia prodotta viene immessa nella rete elettrica nazionale di trasporto, gestita dalla Società Terna.

Il grafico 3 riporta l'energia immessa in rete negli ultimi anni.

Grafico 3
Energia netta prodotta dall'impianto e immessa nella rete elettrica nazionale di trasporto (miliardi di kWh)

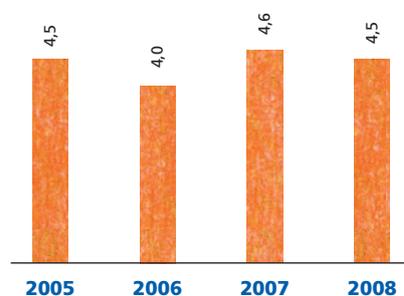
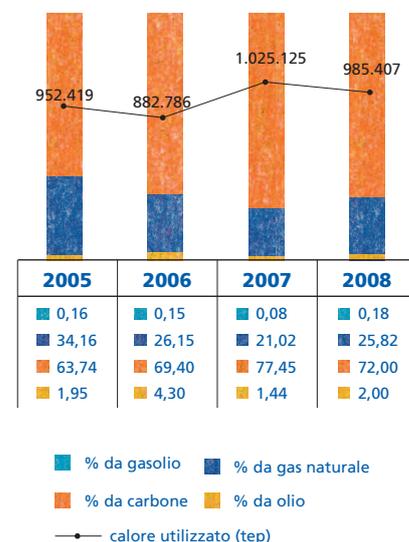


Grafico 4
Combustibili utilizzati per la copertura del fabbisogno di calore espresso in tep

(L'abbreviazione tep sta per tonnellate equivalenti di petrolio che è una misura convenzionale delle quantità di calore: un tep equivale a 10 milioni di kcal).



Il contributo percentuale di ciascun combustibile al fabbisogno complessivo di calore è mostrato nel grafico 4

Sull'unità 3 alimentata a carbone, in alcune fasi di esercizio – in particolare durante gli avviamenti – si utilizzano anche olio combustibile, metano e gasolio.

A seguito dell'introduzione della borsa dell'energia, si è avuta una significativa variazione delle ore di funzionamento annuali delle diverse unità produttive; si è verificato infatti un sensibile aumento percentuale del funzionamento della sezione a carbone a discapito dei cicli combinati. Per le caratteristiche intrinseche dei diversi cicli produttivi, il rendimento complessivo della centrale è perciò diminuito nel corso degli anni, passando da 40,86 kcal/kWh del 2005 a 39,17 kcal/kWh del 2008.

Profilo storico della produzione e dell'evoluzione progettuale

L'inizio delle attività di costruzione della centrale risale al mese di gennaio 1960. Le quattro unità, aventi una potenza efficiente lorda complessiva di 1.835.000 kW elettrici, entrarono in servizio per la produzione commerciale progressivamente dal 1962 al 1968 e precisamente:

- unità 1 da 310.000 kW dal 1962
- unità 2 da 325.000 kW dal 1964
- unità 3 da 600.000 kW dal 1967
- unità 4 da 600.000 kW dal 1968.

I combustibili utilizzati erano carbone, olio combustibile denso (OCD) e, per le sole fasi di avviamento, gasolio.

A seguito dell'entrata in vigore del DPR 203/88 è stato necessario adeguare gli impianti per ridurre le emissioni ai livelli massimi fissati, in applicazione del DPR stesso, dal DM 12 luglio 1990 "linee guida per il contenimento delle emissioni inquinanti degli impianti industriali e la fissazione dei valori minimi di emissione".

Il progetto di adeguamento, autorizzato dal Decreto MICA del 29 gennaio 1997, oltre che alla riduzione delle emissioni è stato orientato anche alla riduzione del calore scaricato a mare dalle acque di raffreddamento. Con l'emanazione della legge 319/1976 erano stati infatti introdotti limiti sull'incremento termico delle acque di raffreddamento che risultarono critici nella stagione estiva per lo scarico della centrale, tanto che, nel 1991, venne disposta la revoca dell'autorizzazione allo scarico e l'impianto rimase fermo per oltre due anni.

I principali interventi attuati sono stati:

- messa fuori servizio dell'unità 4;
- sostituzione della ciminiera dell'unità 3, alta 170 m, con la ciminiera dell'unità 4, alta 220 m, per assicurare una maggiore dispersione dei fumi emessi;
- adeguamento ambientale dell'unità 3 per l'alimentazione a carbone, con il potenziamento del precipitatore elettrostatico (PE) e l'installazione di impianti di abbattimento degli ossidi di azoto (DeNO_x) e degli ossidi di zolfo (DeSO_x);

- trasformazione delle unità 1-2 in ciclo combinato con alimentazione a gas naturale.

Tali interventi hanno comportato un depotenziamento elettrico dell'intero sito da 1.835.000 kW a circa 1.280.000 kW. Per contro, si è avuto un aumento del rendimento medio complessivo dal 40% al 47% (riferito alla potenza massima), con un conseguente minor rilascio di energia termica nella rada del golfo.

Il primo parallelo delle nuove unità 1 e 2 a ciclo combinato è stato effettuato rispettivamente il 1° dicembre 1999 e il 12 maggio 2000. Entrambe le sezioni sono state messe a regime, come previsto dall'articolo 8 del DPR 203/88, in data 3 febbraio 2001. La sezione 3, dopo l'adeguamento ambientale, è rientrata in servizio il 1° novembre 2000 ed è stata messa a regime il 27 settembre 2001.

La riduzione delle emissioni ottenuta è stata notevole:

l'emissione specifica di biossido di zolfo si è ridotta da circa 3,5 g/kWh a circa 0,55 g/kWh (84%);

l'emissione specifica di ossidi di azoto si è ridotta da circa 2,5 g/kWh a circa 0,50 g/kWh (80%);

l'emissione specifica di anidride carbonica si è ridotta da circa 830 g/kWh a circa 700 g/kWh (15%).

Oltre alla riduzione delle emissioni, il progetto di adeguamento ha comportato la riduzione notevole di altri impatti ambientali. I principali interventi e i benefici ambientali ottenuti si riassumono come segue:

- Eliminazione dei sistemi ad acqua per l'estrazione delle ceneri.
Con l'estrazione a secco si hanno maggiori possibilità di recupero delle ceneri e l'eliminazione della decantazione delle ceneri nei bacini. Ciò consente il recupero delle aree, destinandole ad altri usi consentiti.
- Realizzazione di un impianto di dissalazione a osmosi inversa per la produzione di acqua industriale destinata all'esercizio del desolfatore, permettendo la riduzione del consumo di acqua potabile.
- Eliminazione di circa 1.100 t di materiali contaminati da amianto. Tali materiali sono stati destinati in gran parte all'inertizzazione mediante un processo di vetrificazione ad altissima temperatura effettuato in un apposito impianto in Francia.
- Eliminazione di tutto il macchinario elettrico contenente oli contaminati da PCB.
- Riduzione della capacità di stoccaggio del combustibile liquido con demolizione di un serbatoio da 50.000 m³, di due serbatoi del gasolio da 50 m³ cadauno e di quattro serbatoi giornalieri OCD da 2.000 m³.
- Demolizioni delle ciminiere delle unità 1, 2 e 3 con miglioramento dell'impatto visivo.
- Trasformazione del sistema di raffreddamento olio turbine con acqua di mare da circuito aperto a circuito chiuso per evitare sversamenti in caso di avaria (unità 1, 2 e 3).
- Ristrutturazione dell'intero impianto antincendio con nuove pompe e serbatoi

- e compartimentazione e/o segregazione di parti di impianto per prevenzione incendi e miglioramento della gestione delle emergenze.
- Potenziamento dell'impianto di trattamento reflui, specificatamente per i reflui derivanti dal DeSO_x e riconfigurazione dell'intera rete fognaria.
 - Riduzione delle emissioni dai punti non principali con l'impiego di tecnologie più avanzate e l'adozione di filtri assoluti sugli scarichi dei vapori di olio.
 - Riduzione del livello di rumore emesso per depotenziamento intrinseco del ciclo produttivo.
 - Riduzione delle linee elettriche di collegamento delle unità di produzione con l'esistente stazione da cinque a tre linee.
 - Realizzazione di un impianto di evaporazione ed essiccamento dei reflui prodotti dal desolforatore con azzeramento di tale contributo alle acque di scarico e incremento della possibilità di riutilizzo delle acque interne.

Descrizione del processo produttivo

Una unità termoelettrica è composta da una parte termica e una elettrica. La parte termica utilizza il calore contenuto nei combustibili fossili per generare un fluido ad alta temperatura e in pressione: il fluido può essere vapor d'acqua surriscaldato o direttamente i fumi prodotti dalla combustione. Il fluido così generato attraversa la turbina che è una macchina capace di trasformare l'energia termica contenuta nel fluido in energia meccanica di rotazione. Le turbine possono essere pertanto costruite per funzionare con vapore o con i gas della combustione. La parte elettrica è essenzialmente costituita dall'alternatore che è una macchina capace di trasformare energia meccanica in energia elettrica. Turbina e alternatore hanno entrambi una parte fissa e una parte mobile rotante (dette rotori). I due rotori sono rigidamente collegati, cosicché il rotore della turbina azionata dal fluido che lo attraversa fornisce l'energia meccanica necessaria al rotore dell'alternatore per ottenere energia elettrica.

I principali elementi che caratterizzano una unità termoelettrica sono il fluido utilizzato, i tipi di combustibili utilizzati, la potenza erogabile con continuità dall'alternatore (detta potenza lorda efficiente).

La centrale Eugenio Montale è attualmente in grado di erogare una potenza elettrica lorda complessiva di 1.280.000 kW utilizzando le seguenti unità:

- Unità 1, ciclo combinato da 340.000 kW alimentato con gas naturale;
- Unità 2, ciclo combinato da 340.000 kW alimentato con gas naturale;
- Unità 3, impianto a vapore da 600.000 kW alimentato prevalentemente con carbone.

La preesistente unità 4 da 600.000 kW è stata demolita.

Il gas naturale è fornito dalla SNAM tramite gasdotto.

La terza unità è alimentata con un mix carbone, olio combustibile denso, con prevalenza di carbone. Carbone e olio sono approvvigionati via mare. Dal porto della Spezia, dove vengono scaricati su un apposito pontile asservito alle attività Enel, carbone e olio raggiungono l'impianto mediante un nastro di trasporto e un oleodotto.

Figura 9

Turbina a vapore e alternatore del ciclo combinato



Impianti a ciclo combinato

Questo tipo di impianto si chiama combinato perché è composto da due diversi cicli termodinamici: il primo usa direttamente i fumi della combustione in una turbina a gas, il secondo usa il vapore prodotto con i fumi di scarico della turbina a gas. Combinando i due cicli si aumenta notevolmente il rendimento, che raggiunge circa il 55% rispetto al 38% circa di un ciclo a vapore tradizionale.

Ciascun ciclo combinato è costituito da un turbogas alimentato a metano capace di erogare 230.000 kW utilizzando una portata di gas naturale di circa 60.000 m³/h, da un generatore di vapore a recupero (GVR) che, utilizzando i gas di scarico del turbogas che hanno una temperatura di circa 615 °C, produce vapore surriscaldato che alimenta una turbina a vapore collegata a un alternatore capace di erogare una potenza di 110.000 kW.

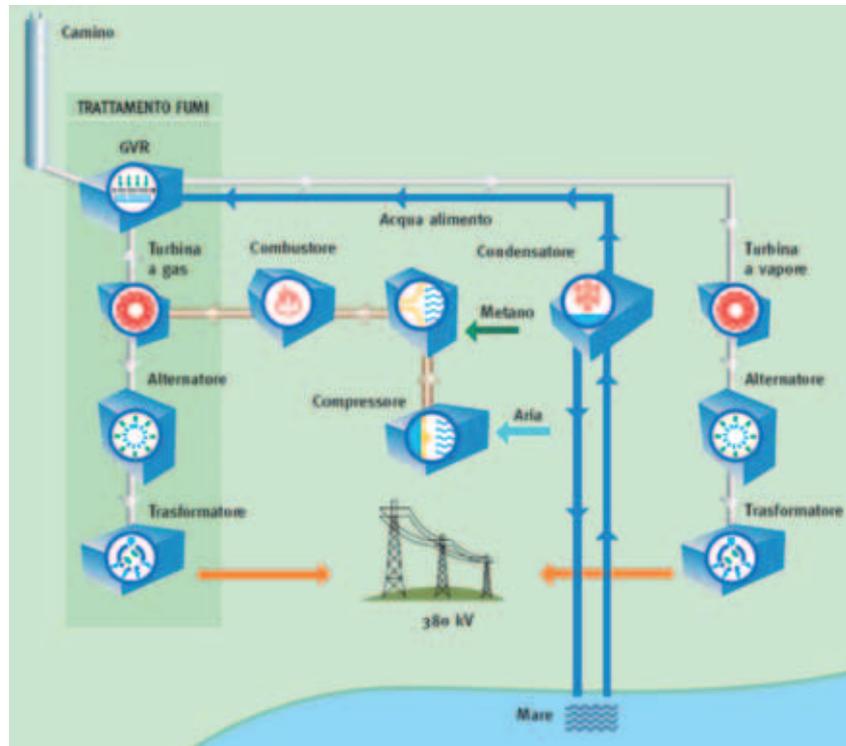
Le principali macchine del ciclo a gas sono in sequenza (vedi figura 10): il compressore, la camera di combustione, la turbina, l'alternatore e il trasformatore. Le principali macchine del ciclo a vapore sono il generatore di vapore a recupero (GVR), la turbina, il condensatore, l'alternatore e il trasformatore. Il vapore attraversando la turbina si espande e si raffredda, cedendo così la sua energia termica che si trasforma in energia meccanica attraverso il rotore della turbina. In uscita dalla turbina, allo stato di vapore saturo (vapore con poche goccioline di condensa), il vapore stesso raggiunge il condensatore, dove il raffreddamento con acqua di mare provoca la condensazione completa di tutto il vapore e l'acqua di condensa si raccoglie sul fondo dell'apparecchiatura da dove è prelevata e pompata nuovamente nel GVR.

L'acqua di mare per il raffreddamento è prelevata e restituita nella rada del golfo tramite canali sotterranei (vedi figura 8).

La tensione elettrica di funzionamento degli alternatori è di 15.000 V, per poter immettere energia elettrica nella rete di trasmissione ad alta tensione è necessario elevare il suo livello di tensione fino a 380.000 V attraverso i trasformatori elettrici.

Figura 10

Schema di funzionamento del ciclo combinato



Impianto a carbone

Si tratta di un impianto a vapore classico il cui funzionamento è del tutto analogo alla sezione a vapore del ciclo combinato. Con la sola eccezione che non esiste un generatore di vapore a recupero ma una caldaia che utilizza carbone o un mix olio carbone. Alla massima potenza la portata di carbone è pari circa a 200 t/h. Come combustibili di supporto nelle fasi di avviamento si utilizzano gasolio e gas naturale.

La figura 11 mostra le componenti principali del ciclo a vapore, che sono la caldaia, la turbina, il condensatore e l'alternatore e, sul percorso dei fumi tra caldaia e camino, gli impianti di abbattimento dei principali inquinanti prodotti dalla combustione vale a dire gli ossidi di azoto, le polveri e gli ossidi di zolfo. I sistemi di depurazione dei fumi installati rappresentano la migliore tecnologia disponibile in ambito internazionale, per l'abbattimento di tali sostanze, infatti tali tecnologie sono tra quelle individuate nell'ambito dell'applicazione della Direttiva 96/61/CE meglio conosciuta come "Direttiva IPPC".

I sistemi di depurazione dei fumi

Abbattimento degli ossidi di azoto (NO_x)

L'impianto, chiamato denitrificatore catalitico (DeNO_x), utilizzando ammoniaca (NH_3), trasforma gli ossidi di azoto (NO_x) in azoto molecolare (N_2) e acqua: la reazione avviene a 350 °C in presenza di un opportuno catalizzatore.

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

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

Elettrofiltri (precipitatore elettrostatico)

Per l'abbattimento delle polveri, costituite essenzialmente dalle ceneri di carbone, si usano captatori elettrostatici (elettrofiltri) che hanno una efficienza di abbattimento superiore al 99%. Le particelle vengono fatte transitare all'interno di un intenso campo elettrico: la disposizione degli elettrodi che generano il campo è tale che una prima serie elettrizza le particelle e una seconda serie, di segno opposto, le attira e le fa precipitare mediante scuotimento sul fondo dell'apparecchiatura da dove vengono estratte per via pneumatica.

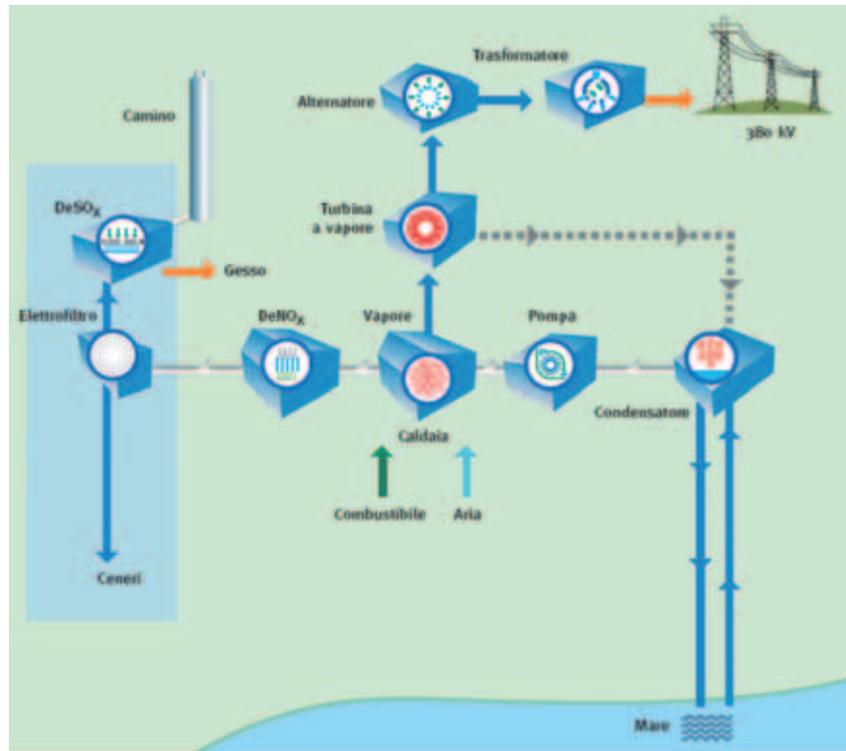
Desolforatore (DeSO_x)

L'impianto di desolforazione (DeSO_x) rimuove l'anidride solforosa (SO_2) presente nei fumi, proveniente dalla reazione di combustione dello zolfo presente nel combustibile. Il processo, chiamato "assorbimento a umido calcare/gesso", consiste nel far assorbire l'anidride solforosa dal calcare (CaCO_3) in sospensione acquosa: si forma così solfato di calcio, vale a dire gesso, direttamente utilizzabile in edilizia. Il sistema è in grado di garantire un abbattimento di SO_2 non inferiore all'80%.

Come calcare si usa prevalentemente la "marmettola", cioè i residui delle attività di segazione e lucidatura del marmo. La tecnologia utilizzata permette di ottenere gesso con umidità residua del 10% e purezza minima dell'85%, ciò grazie anche alla efficacia di abbattimento dei captatori elettrostatici.

Figura 11

Schema di funzionamento dell'unità a carbone



La Gestione ambientale nel sito della Spezia

Attuazione della Politica ambientale

L'Unità di Business termoelettrica della Spezia, per contribuire concretamente alla attuazione della Politica ambientale del Gruppo Enel, si è dotata di una serie di strumenti, operativi e gestionali, commisurati alle proprie caratteristiche e agli impatti ambientali diretti e indiretti prodotti dalle proprie attività. Il quadro di riferimento per la predisposizione, l'applicazione e il perfezionamento di questi strumenti, nonché per la definizione di obiettivi e traguardi di miglioramento ambientali, è costituito dai principi d'azione formulati attraverso un documento che enuncia la Politica ambientale di sito.

A seguito dell'attività di riesame, la Direzione dell'UB ha confermato la Politica del sito, già sottoscritta nel 2007; essa è stata diffusa al personale Enel e delle ditte terze che operano nel sito.



L'ENERGIA CHE TI ASCOLTA.

Divisione Generazione ed Energy Management
Unità di Business La Spezia

La Politica Ambientale nel sito della Spezia

Il rispetto per l'ambiente e il miglioramento continuo della sua protezione, in coerenza con la politica ambientale dell'Enel SpA, sono priorità per la centrale termoelettrica Eugenio Montale della Spezia.

Ciascuno per quanto di competenza, si impegna a:

1. Gestire le problematiche ambientali connesse alle attività della Centrale Termoelettrica della Spezia, adottando come principi fondamentali la tutela dell'ambiente, la salute e la sicurezza dei lavoratori.
2. Formare e sensibilizzare il personale per l'identificazione e la riduzione degli impatti sull'ambiente derivanti dalle attività della Centrale, promuovendo ad ogni livello un diffuso senso di responsabilità verso l'ambiente.
3. Realizzare tutte le proprie attività in conformità alle leggi e ai regolamenti locali, regionali e nazionali e agli standard aziendali.
4. Gestire la Centrale, progettare e realizzare eventuali modifiche o intraprendere nuove attività prendendo in considerazione le caratteristiche dello specifico contesto territoriale, al fine di tenere sotto controllo e ove possibile, prevenire o ridurre gli impatti ambientali.
5. Assicurare la valutazione sistematica, obiettiva e periodica dell'efficacia del Sistema di Gestione Ambientale della Centrale attraverso un costante monitoraggio finalizzato a fornire gli elementi per il continuo miglioramento delle prestazioni ambientali.
6. Ottimizzare la gestione delle risorse naturali attraverso un impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime.
7. Favorire il recupero dei rifiuti prodotti dalle proprie attività.
8. Sensibilizzare i fornitori, appaltatori e le altre imprese operanti nel contesto locale, per migliorare le competenze nella gestione complessiva degli aspetti ambientali, connessi con la loro attività.
9. Promuovere e sostenere un dialogo aperto con i cittadini e le istituzioni locali sulle problematiche ambientali, comunicando le informazioni necessarie per il monitoraggio degli impatti sull'ambiente delle attività della Centrale.
10. Comunicare e cooperare con le autorità pubbliche per prevenire eventuali situazioni di emergenza, che potrebbero generare interazioni con l'ambiente.

La concreta realizzazione degli obiettivi sopra esposti si realizza attraverso l'introduzione e il mantenimento di un Sistema di Gestione Ambientale in conformità ai requisiti della Norma UNI EN ISO 14001:2004 e del Regolamento CE n.761/01, "sull'adesione volontaria delle imprese del settore industriale ad un sistema comunitario di ecogestione e audit" (EMAS).

La Spezia, Settembre 2007

Il Responsabile

Andrea Campi

Le attività per la partecipazione a EMAS

Al fine di iscrivere al sistema EMAS la centrale termoelettrica Eugenio Montale sono state intraprese le azioni, e sono state svolte le attività, previste dal regolamento CE n. 761/2001 - Sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un Sistema Comunitario di Ecogestione e Audit (EMAS) - e del Regolamento CE n. 196/2006.

Oltre alla definizione del documento di Politica ambientale per il sito, si è provveduto:

- a effettuare una esauriente Analisi Ambientale Iniziale;
- a indicare degli obiettivi e un Programma per il miglioramento delle prestazioni ambientali;
- ad applicare un Sistema di Gestione Ambientale conforme alla norma UNI EN ISO 14001:2004;
- ad assicurare il coinvolgimento delle rappresentanze sindacali e dei dipendenti attraverso un'adeguata azione di formazione e informazione;
- a sottoporre ad audit tutti i predetti elementi.

Alla luce dei risultati dell'audit, la Direzione dell'Unità di Business della Spezia ha riesaminato gli obiettivi e il Programma ambientale inizialmente stabiliti, ha adeguato il Sistema di Gestione Ambientale sulla base delle osservazioni e dei suggerimenti ricevuti, ha confermato il documento di Politica ambientale adottato, ha quindi richiesto all'istituto CERTIQUALITY Srl di Milano la certificazione di conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004 del Sistema di Gestione Ambientale realizzato.

È stata infine elaborata la Dichiarazione ambientale, che dopo la convalida da parte del Verificatore ambientale accreditato viene trasmessa al Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, cioè all'Organismo competente nel nostro Stato per la registrazione dei siti.

L'Audit ambientale, condotto da personale appositamente qualificato e indipendente dalla organizzazione del sito, realizza un processo di verifica sistematico e documentato che consente di conoscere e valutare, attraverso evidenze oggettive, se il Sistema di Gestione Ambientale adottato è conforme ai criteri definiti dall'organizzazione stessa per la propria Gestione ambientale e se la Gestione rispetta la Politica ambientale dichiarata. I risultati dell'audit sono comunicati in forma scritta alla Direzione dell'organizzazione.

La procedura di convalida è volta ad accertare che i contenuti delle Dichiarazioni ambientali, iniziali e successive, siano documentati e verificabili e che rispondano alle esigenze dettate dal **Regolamento CE n. 761/2001 e dal Regolamento CE n. 196/2006**. Prima di procedere alla convalida della Dichiarazione ambientale, il Verificatore accreditato ha verificato i requisiti del Sistema di Gestione certificandone la conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004.

Il Comitato ECOLABEL - ECOAUDIT - Sezione EMAS ITALIA, attraverso il suo organo tecnico, l'Istituto Superiore per la Ricerca e la Protezione ambientale (ISPRA), verifica la Dichiarazione e il rispetto delle disposizioni legislative applicabili, anche tramite l'ARPA Liguria. Il comitato comunica alla Direzione dell'impianto la conferma dell'iscrizione del sito nel registro EMAS, autorizzando così la diffusione della presente Dichiarazione.

Figura 12

Certificato di Registrazione EMAS



Il Sistema di Gestione Ambientale



La finalità del Sistema è rappresentata dal miglioramento continuo delle prestazioni ambientali nel sito.

Pianificazione, Attuazione, Controllo e Riesame sono le quattro fasi logiche che sorreggono il funzionamento di un Sistema di Gestione ordinato per rispondere ai requisiti della norma internazionale UNI EN ISO 14001:2004.

Il compimento ciclico delle suddette fasi consente di ridefinire continuamente obiettivi e Programmi ambientali, e se del caso la Politica ambientale, in modo da tener conto di nuove esigenze produttive, dell'evoluzione delle conoscenze e della normativa di settore, nonché dell'impegno aziendale al miglioramento continuo delle prestazioni ambientali.

In un sistema certificato, qual è quello operante nella centrale Eugenio Montale, il mantenimento della conformità alla suddetta norma ISO è oggetto di una specifica attività annuale di sorveglianza da parte dell'Ente di certificazione.

La certificazione deve essere rinnovata con frequenza triennale.

La pianificazione comprende la preliminare identificazione degli aspetti ambientali significativi, come di seguito illustrato, l'identificazione delle disposizioni legislative e regolamentari applicabili, la definizione degli obiettivi e dei traguardi ambientali che si vogliono raggiungere, nonché la definizione di un programma operativo per raggiungere gli obiettivi e i traguardi fissati in tempi predefiniti.

Nella fase di attuazione e funzionamento bisogna svolgere il Programma ambientale stabilito e controllare le operazioni e le attività associate agli aspetti ambientali significativi, compreso le attività di manutenzione e le attività svolte da terzi; occorre preparare la risposta alle possibili situazioni di emergenza.

È necessario attribuire compiti e responsabilità: ognuno, all'interno dell'organizzazione, deve contribuire a raggiungere gli obiettivi stabiliti in base alle responsabilità che gli sono state comunicate.

Bisogna poi sorvegliare e misurare regolarmente le caratteristiche delle attività e delle operazioni che possono avere un impatto sull'ambiente, far effettuare audit ambientali da auditor indipendenti, mettere in atto azioni correttive quando si verificano scostamenti rispetto ai requisiti ambientali stabiliti. Tutto deve essere documentato attraverso un adeguato sistema di registrazione che consenta di verificare l'andamento nel tempo delle caratteristiche misurate e di dimostrare, in particolare, le azioni correttive messe in atto, le attività di formazione, gli audit effettuati, le autorizzazioni ottenute.

Attraverso il riesame, alla luce dei risultati, la Direzione affronta l'eventuale necessità di cambiare la Politica e gli obiettivi ambientali o gli altri elementi del sistema allo scopo di sostenere nel modo migliore possibile l'impegno aziendale al miglioramento continuo.

Le attività di ciascuna fase sono disciplinate da specifiche procedure di tipo gestionale od operative, che determinano le azioni da svolgere, il modo,

le responsabilità connesse e i documenti o le registrazioni da produrre. Le procedure operative riguardano in particolare il controllo delle attività che hanno o possono avere un impatto significativo sull'ambiente, quali emissioni, produzione di rifiuti, scarichi idrici, ecc. Sono anche previste delle procedure di intervento per fronteggiare le situazioni di emergenza prevedibili a fronte di incidenti o di altre cause esterne. La presa in conto delle disposizioni legali esistenti e nuove, la formazione e la sensibilizzazione del personale nonché l'adozione di un valido sistema di comunicazione, sia verso l'interno dell'azienda, sia verso l'esterno, sono elementi basilari per attuare in modo efficace il Sistema di Gestione Ambientale.

Figura 13
Certificato di conformità ISO



Disposizioni legali applicabili

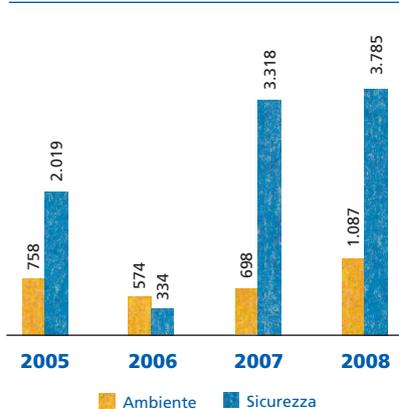
Al fine di mantenere nel tempo la conformità legale è stata adottata una procedura dedicata in modo specifico alla individuazione, all'esame e all'applicazione delle disposizioni di legge nonché alla presa in conto degli accordi che Enel sottoscrive con le Autorità locali o con le Amministrazioni Centrali. Il mantenimento della conformità è uno degli aspetti che sono oggetto del programma di audit.

Il quadro delle principali disposizioni ambientali applicabili è riportato nella scheda di approfondimento n. 2.

Formazione e sensibilizzazione del personale

È importante che il personale a tutti i livelli sia consapevole dell'importanza del rispetto della Politica e del raggiungimento degli obiettivi ambientali; conosca le interazioni con l'ambiente legate alle proprie attività e i vantaggi per l'ambiente connessi a una migliore efficienza del processo; comprenda e condivida le esigenze del Sistema di Gestione Ambientale in relazione al proprio ruolo e alle proprie responsabilità all'interno dell'organizzazione.

Grafico 5
Ore di formazione



Tutto ciò può essere ottenuto solo attraverso un'attenta azione di informazione e di formazione, e per alcuni aspetti di conduzione dei processi mediante un addestramento tecnico specifico. È stato quindi elaborato, di concerto con il Rappresentante della Direzione e il Direttore, un Piano di formazione e informazione generale che prevede attività formative di base per tutti i lavoratori e specialistiche per alcune funzioni. Le ore di formazione svolte negli ultimi anni sono rappresentati nel grafico 5.

Il controllo delle attività affidate a terzi

La centrale ha attivato una procedura che definisce le misure da adottare per assicurare che i fornitori di beni e servizi e gli appaltatori siano informati sulla Politica e sugli obiettivi ambientali del sito, e vi si conformino, per le attività svolte in centrale, in particolare per la gestione dei rifiuti, delle sostanze e delle emergenze. In particolare durante le gare di appalto di rilevanza ambientale significativa è stato introdotto un criterio di aggiudicazione teso a favorire i fornitori che adottano un Sistema di Gestione Ambientale.

La comunicazione e la partecipazione dei dipendenti

Il Sistema di Gestione Ambientale include una specifica procedura per la gestione delle comunicazioni ambientali sia da e verso l'interno dell'Azienda, sia da e verso le parti interessate esterne, le Autorità di controllo, le Amministrazioni pubbliche locali.

La procedura prevede anche modalità per ricevere, registrare, valutare e rispondere alle segnalazioni, ai suggerimenti, alle proteste e alle richieste di informazioni provenienti da interlocutori esterni.

La comunicazione dedicata al coinvolgimento dei dipendenti e dei cittadini include anche l'organizzazione di eventi pubblici volti a migliorare l'inserimento dell'impianto nel contesto sociale e culturale della città. Le iniziative di *Centrale Aperta* ed *Energia in Gioco* costituiscono un esempio significativo: per *Energia in Gioco* sono coinvolti migliaia di studenti della Provincia della Spezia in ciascun anno scolastico mentre in occasione della *Centrale Aperta* di domenica 15 giugno 2008 sono intervenuti circa 1.500 visitatori. Le informazioni sulle iniziative che vengono via via programmate nella centrale Eugenio Montale e negli altri siti produttivi sono reperibili sul sito web www.enel.it mentre quelle per *Energia in Gioco* sono disponibili sul sito www.enel.it/energiaingioco. Un'altra importante iniziativa promossa da Enel è il progetto Zenith che ha inglobato il precedente progetto QUASAR per il miglioramento della qualità nella produzione di energia. Il progetto Zenith è un progetto a cui tutti i dipendenti Enel partecipano e contribuiscono a individuare iniziative di miglioramento, anche in campo ambientale e di sicurezza.



Grazie all'impegno dei dipendenti della centrale Eugenio Montale è stato possibile ottenere quei significativi miglioramenti, nei processi lavorativi e nelle performance dell'impianto, che hanno consentito di devolvere nell'anno 2007 all'Associazione Pro Disabili Val di Magra, tramite Zenith e Enel Cuore, un contributo di solidarietà di 50.000 euro. Zenith, infatti, è un progetto fortemente motivazionale dove i dipendenti possono decidere di devolvere parte dei benefici economici, realizzati con le attività di miglioramento, a un progetto di solidarietà proposto da un'associazione no profit presente nel territorio su cui la centrale opera.

Consegna simbolica dell'assegno di 50.000 euro all'associazione "Pro-disabili della Val di Magra"



DIARIO

Negli ultimi tre anni gli eventi più importanti sono stati:

- anche nel 2008 il Net Point ha continuato a offrire un servizio gratuito alla cittadinanza nei giorni di lunedì, martedì, mercoledì e giovedì, permettendo a tutti il collegamento a Internet e la possibilità di frequentare dei corsi di formazione per imparare a navigare
- per un giorno all'anno, la centrale della Spezia diventa "Centrale Aperta", permettendo ai visitatori di percorrere un itinerario per capire il processo di generazione dell'energia elettrica: le segnalazioni grafiche, le illustrazioni, le spiegazioni fornite dagli accompagnatori, consentono di comprendere in modo semplice i principi di funzionamento e le caratteristiche dell'impianto. I visitatori nel corso dell'anno 2008 sono stati oltre 1.500
- la centrale continua a ricevere annualmente centinaia di visitatori, soprattutto studenti delle scuole e Università (con una media di circa 700-800 unità all'anno)
- la centrale inoltre accoglie studenti universitari per stage e tesi di laurea; tale attività fa parte dell'impegno di Enel nei confronti del mondo della scuola.

GLI INTERLOCUTORI DELLA CENTRALE

Gli interlocutori interessati dalla Gestione ambientale dell'impianto sono molteplici.

Oltre agli interlocutori istituzionali, vale a dire il Ministero delle Attività Produttive, il Ministero dell'Ambiente e Territorio, la Regione Liguria, le Amministrazioni della Provincia e del Comune della Spezia, vanno citati gli organi di controllo - l'ARPAL e ISPESL - la ASL n. 5, la Capitaneria di Porto, l'Ufficio Territoriale della Finanza (UTF), i Vigili del Fuoco, l'Ispettorato del Lavoro e l'INAIL. Un interlocutore particolarmente importante sotto il profilo ambientale è stato l'Osservatorio, istituito ai sensi del Decreto MICA del 29/01/97, composto da rappresentanti della Regione, della Provincia, del Comune e di Enel. L'Osservatorio ha iniziato a operare dal maggio 1997 attraverso riunioni periodiche, sono stati verificati i riflessi ambientali delle modifiche impiantistiche effettuate e delle successive modalità di esercizio.

Gli aspetti ambientali

Gli aspetti ambientali sono gli elementi del processo produttivo che possono interagire con l'ambiente.

Tra tutte le molteplici interazioni ambientali che il processo produttivo e i servizi a 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, ossia 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 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 a 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 e 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.

La metodologia adottata viene riportata nella scheda di approfondimento n. 3. Alla luce del predetto regolamento comunitario, dopo aver identificato e valutato gli aspetti ambientali, è stata anche operata la prevista distinzione tra gli aspetti ambientali diretti e gli aspetti ambientali indiretti. Il quadro degli aspetti ambientali significativi sono riassunti nella tabella 1. Gli aspetti sono aggregati secondo le categorie proposte dal regolamento CE n. 761/2001.

AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale)

Nel dicembre 2006, la centrale Eugenio Montale ha iniziato il procedimento per il rilascio dell'AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), che è il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto rispettando la conformità ai requisiti del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 di recepimento della Direttiva Comunitaria 96/61/CE, relativa alla prevenzione e riduzione dell'inquinamento (IPPC).

Il D.Lgs. 59/2005 impone misure tali da evitare oppure ridurre le emissioni nell'aria, nell'acqua e nel suolo per conseguire un livello elevato di protezione dell'ambiente nel suo complesso tramite l'adozione delle migliori tecniche disponibili nel settore.

L'Autorizzazione Integrata Ambientale sostituisce a ogni effetto ogni altra autorizzazione, visto, nulla osta o parere in materia ambientale previsti dalle disposizioni di legge e dalle relative norme di attuazione.

Tabella 1

Gli aspetti ambientali significativi

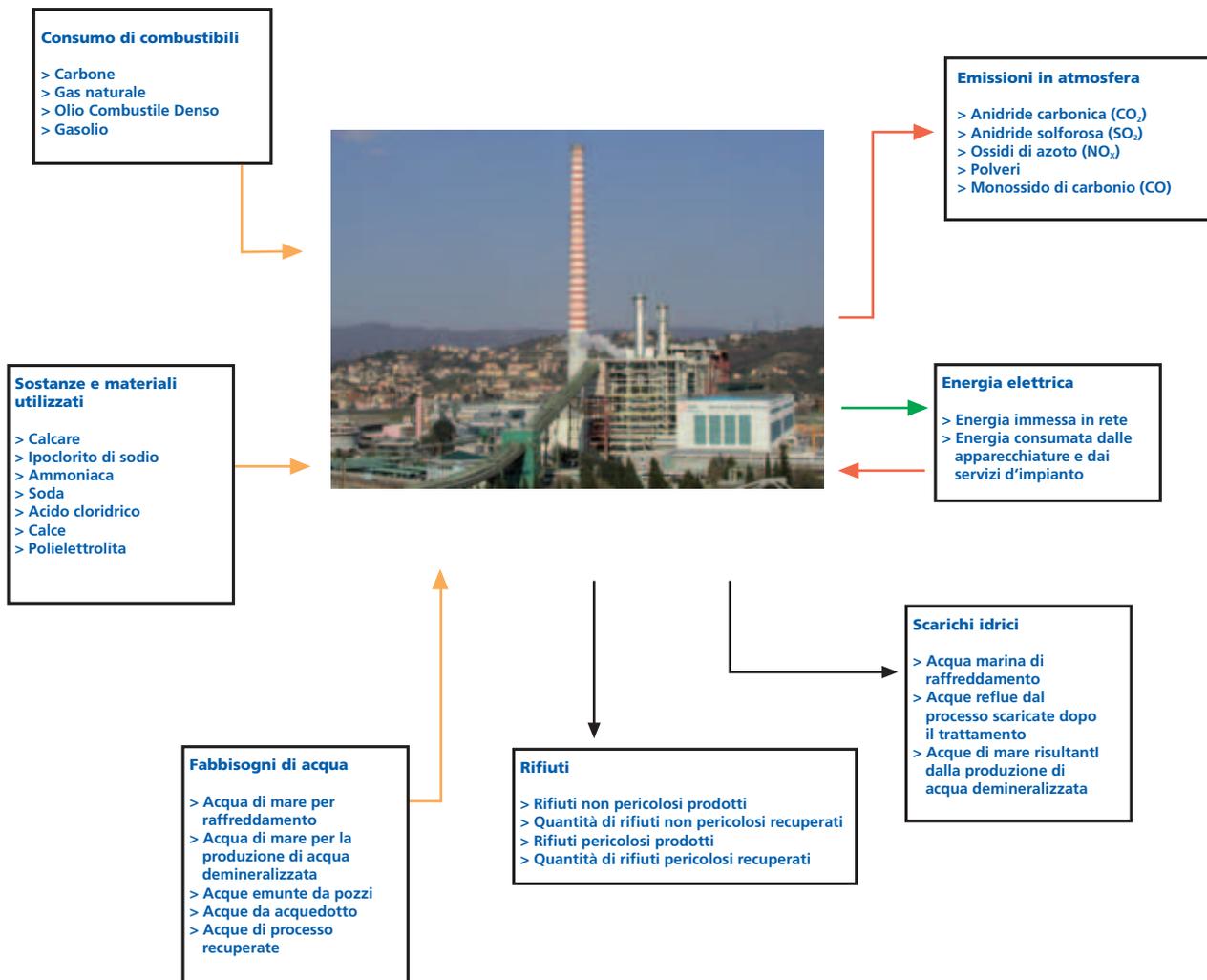
Categoria	Descrizione
Emissioni nell'aria	Emissioni di SO ₂ , NO _x prodotte dalla combustione di carbone contribuiscono alla formazione delle piogge acide. CO e polveri contribuiscono all'inquinamento Emissioni di NO _x prodotte dalla combustione del metano nei cicli combinati Immissioni di polveri contribuiscono alla diffusione degli inquinanti in prossimità del suolo Emissioni di CO ₂ contribuiscono al fenomeno dell'effetto serra
Scarichi nelle acque superficiali	Rilascio di energia termica attraverso le acque di raffreddamento del ciclo Scarico a mare delle acque reflue previo trattamento dell'impianto di depurazione (ITAR) Trattamento con ipoclorito di sodio delle acque di raffreddamento del ciclo
Produzione, riciclaggio, riutilizzo e smaltimento rifiuti	Produzione di rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento in discarica Produzione di rifiuti pericolosi destinati al recupero Produzione di rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento in discarica
Uso e contaminazione del terreno	Attività pregresse che possono aver inquinato aree all'interno del sito Prevenzione degli sversamenti e dispersioni di sostanze
Uso di materiali e risorse naturali (incluso combustibili ed energia)	Consumo dell'acqua dolce per uso industriale Consumo di sostanze pericolose Consumo di combustibili fossili (olio e carbone) Consumo di energia elettrica per servizi ausiliari di centrale
Questioni locali (rumore, vibrazioni, odore, polvere, impatto visivo, trasporti e altre)	Emissioni sonore dovute all'esercizio dei macchinari all'esterno della centrale Polverosità diffusa nell'ambiente circostante durante la movimentazione e lo stoccaggio del carbone Movimentazione e stoccaggio di materiali polverulenti, evacuazione delle ceneri e incidenza dei flussi di traffico Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza lungo le linee di trasporto energia elettrica (a bassa frequenza) Aspetto indiretto Movimentazione e stoccaggio di sostanze e combustibili liquidi Impatti visivi dovuti agli impianti
Impatti conseguenti a incidenti e situazioni di emergenza	Rischio di autocombustione del carbone stoccato a parco Incendi del macchinario elettrico (emissione dei fumi) Approvvigionamento dei combustibili liquidi nell'area del porto (possibile contaminazione delle acque superficiali per perdite di OCD)
Impatti biologici e naturalistici (biodiversità e altre)	Potenziale impatto biologico dovuto allo scarico termico

Compendio dati e indicatori di prestazione ambientali

I principali dati numerici di input e output del processo connessi agli aspetti ambientali significativi sono sintetizzati nello schema di figura 14 e nella tabella 2.

Figura 14

Principali grandezze ambientali in ingresso e in uscita dal processo



Gli indicatori scelti per valutare l'evoluzione delle prestazioni ambientali dell'impianto sono:

- Emissioni specifiche in g/kWh degli inquinanti di SO₂, NO_x, polveri, CO
- Emissioni specifiche dell'anidride carbonica (CO₂)
- Il consumo di calore per kWh prodotto (consumo specifico in kcal/kWh)
- La percentuale di rifiuti inviati al recupero

- Il fabbisogno specifico di acqua dolce (litri/kWh).

Tali indicatori rispecchiano gli indicatori previsti nei Rapporti ambientali Enel per presentare le prestazioni ambientali complessive della Divisione Generazione ed Energy Management.

Nella tabella seguente si riportano i dati e gli indicatori consolidati negli anni 2005, 2006, 2007, e 2008. Commenti e valutazioni circa eventuali variazioni sono riportati nei paragrafi che descrivono gli aspetti e i relativi impatti.

Tabella 2

Compendio dei dati ambientali

		2005	2006	2007	2008
Energia elettrica					
Prodotta dall'impianto	MWh	4.806.050	4.294.005	4.949.420	4.807.710
Consumata dai servizi d'impianto	MWh	280.586	268.705	316.530	319.111
Immessa in rete	MWh	4.525.464	4.025.3001	4.632.890	4.488.599
Combustibili					
Metano consumato da impianto	kSm ³	373.483	265.978	247.544	292.207
Carbone	t	993.900	1.000.438	1.325.579	1.200.424
Olio	t	18.984	38.563	14.986	20.126
Gasolio	t	1.462	1.333	809	1.767
Consumo specifico netto	kcal/kWh	2.105	2.193	2.213	2.195
Rendimento energetico	%	40,86	39,21	38,87	39,17
Emissioni in aria					
(CO₂) totale	t	3.214.170	3.136.273	3.665.341	3.376.686
emissione specifica	g/kWh	710	779	791	752
Biossido di zolfo (SO₂)	t	2.562	2.422	2.833	2.295
emissione specifica	g/kWh	0,57	0,60	0,61	0,51
(NO_x) totale	t	2.216	2.164	2.600	2.402
emissione specifica	g/kWh	0,49	0,54	0,56	0,54
Polveri	t	141	158	126	118
emissione specifica	g/kWh	0,03	0,04	0,03	0,03
Scarichi idrici in acque superficiali					
Acque marine di raffreddamento	milioni di m ³	652	586	715	671
Acque da ITAR-TSD	m ³	200.876	153.180	226.538	117.393
Rifiuti					
Speciali non pericolosi					
Quantità prodotta	t	111.585	108.824	137.092	153.540
Quantità recuperata	t	111.217	108.310	136.375	153.160
Speciali pericolosi					
Quantità prodotta	t	59	588	112	151
Quantità recuperata	t	9	47	16	6
% di rifiuti inviati al recupero	%	99,6	99,0	99,4	99,7
Fabbisogno di acqua di mare					
per raffreddamento	milioni di m ³	652	586	715	671
per produzione di acqua desalinizzata	m ³	1.793.593	1.329.742	1.472.159	1.045.592
Fabbisogno di acqua dolce					
Acqua emunta da pozzi	m ³	671.226	626.768	468.580	877.161
Acqua da acquedotto	m ³	298.979	219.723	409.337	319.450
Acqua desalinizzata prodotta	m ³	552.539	564.931	601.299	451.291
Acqua di processo recuperata	m ³	560.900	381.804	398.677	326.057
Fabbisogno specifico di acqua dolce	litri/kWh	0,46	0,45	0,41	0,44
Fabbisogno di sostanze e materiali					
Calcare per la desolfurazione	t	19.054	15.453	20.545	20.038
Ammoniaca per la denitrificazione	t	1.217	1.277	1.545	1.369
Reagenti per il trattamento acque	t	875	622	834	1.346
Gas liquefatti	t	22	22	18	29
Gas compressi	m ³	8.466	1.302	17.943	27.010
Olio lubrificante	t	14	10	18	41

Gli aspetti ambientali diretti

Emissioni nell'aria

I fumi prodotti dalla combustione dei combustibili fossili (carbone, olio e gas naturale) contengono anidride carbonica (CO₂) e altre sostanze inquinanti. Le principali sostanze inquinanti che derivano dalla combustione del carbone e dell'olio combustibile denso sono: il biossido di zolfo (o anidride solforosa SO₂), gli ossidi di azoto (NO_x), il monossido di carbonio (CO) e polveri. Le principali sostanze inquinanti prodotte dalla combustione del gas naturale sono sostanzialmente limitabili agli ossidi di azoto e al monossido di carbonio. L'anidride carbonica (CO₂) deriva dal carbonio del combustibile, che è l'elemento chimico principale di tutti i combustibili fossili, il biossido di zolfo deriva dallo zolfo contenuto nel carbone e nell'olio combustibile pertanto è presente solo sui fumi della terza unità. Gli ossidi di azoto derivano dalla combinazione con l'ossigeno contenuto nell'aria dell'azoto di natura organica presente nei combustibili solidi e liquidi e dell'azoto molecolare (N₂) contenuto nell'aria che si spezza in azoto atomico (N) a causa della temperatura della fiamma. La quantità di ossidi presenti nei fumi dipende quindi essenzialmente dalla temperatura raggiunta dalle fiamme durante la combustione. Le polveri provengono principalmente dalle sostanze minerali presenti nel combustibile (ceneri) e in piccola parte da particelle incombuste del combustibile.

Tabella 3

Valori di emissione autorizzati dal Decreto MICA del 29 gennaio 1997

I valori limite da rispettare per le sezioni 1 e 2 a ciclo combinato

NO _x	Valore medio mensile	≤ 60 mg/Nm ³
	Il 95% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	< 66 mg/Nm ³
CO	Valore medio mensile	≤ 60 mg/Nm ³

I valori limite da rispettare per la sezione 3

SO ₂	Valore medio mensile	≤ 400 mg/Nm ³
	Il 97% di tutti i valori medi di 48 ore	< 440 mg/Nm ³
NO _x	Valore medio mensile	≤ 200 mg/Nm ³
	95% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	< 220 mg/Nm ³
Polveri	Valore medio mensile	≤ 50 mg/Nm ³
	97% di tutti i valori medi di 48 ore dell'anno	< 55 mg/Nm ³
CO	Valore medio mensile	≤ 150 mg/Nm ³

I valori per le sezioni 1 e 2 sono riferiti a un tenore di ossigeno nei fumi pari al 15%.

I valori per la sezione 3 sono riferiti a un tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% per la combustione a carbone e al 3% per gli altri combustibili.

I valori di emissione autorizzati sono quelli riassunti in tabella 3. Per rispettare i valori di emissione sulla terza unità sono stati installati un impianto di desolforazione e un impianto di denitrificazione, nonché un precipitatore elettrostatico per l'abbattimento delle polveri.

Sulle unità 1 e 2 a ciclo combinato, polveri e SO₂ sono assenti e il disegno della camera di combustione dei turbogas consente di contenere la temperatura al di

sotto di valori critici per la formazione di NO_x tanto che i valori di emissione già sullo scarico delle macchine risultano inferiori al valore limite autorizzato.

Sistemi di controllo delle emissioni

Per verificare il rispetto dei valori di emissione autorizzati sono installati analizzatori in continuo inseriti in un sistema di monitoraggio capace di acquisire registrare e trasmettere le misure secondo le disposizioni tecniche previste precedentemente dal DM 21/12/95 e adesso dal D.Lgs 152/2006. Le modalità di gestione del sistema di monitoraggio sono state stabilite di concerto con il competente Ente di controllo (La Provincia della Spezia) attraverso un apposito "Manuale di Gestione del sistema di monitoraggio delle emissioni". L'Ente ha quindi il pieno controllo sui valori misurati e sulle relative elaborazioni e su tutte le operazioni di manutenzione e taratura.

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

Sulla base delle registrazioni di tale sistema di monitoraggio e delle verifiche effettuate dall'Ente di controllo è stato documentato che nessuno dei valori medi limite indicati nella tabella 3 risulta superato. Una sintesi dei valori misurati, rappresentata dai valori medi annui delle concentrazioni, è riportata nelle tabelle seguenti.

Tabella 4

Medie annue delle concentrazioni misurate sulla sezione 3 espresse in mg/Nm³

	Limite mensile	2005	2006	2007	2008
SO ₂	400	252	230	212	188
NO _x	200	186	184	179	180
Polveri	50	14	15	9	10
CO	150	94	73	63	72

Tabella 5

Medie annue delle concentrazioni misurate sulle sezioni 1 e 2 espresse in mg/Nm³

	Limite mensile	2005	2006	2007	2008
NO _x sezione 1	60	30	34	34	31
NO _x sezione 2	60	32	31	26	21
CO sezione 1	60	6	3	4	5
CO sezione 2	60	6	7	9	8

Le misure effettuate mediante il sistema di monitoraggio in continuo consentono di calcolare la massa degli inquinanti emessi; queste risultano dal prodotto delle concentrazioni misurate per il volume dei fumi emessi, calcolati in base al consumo dei combustibili.

Quantità e trend delle emissioni

Le quantità di ciascun inquinante emesso sono indicate nei grafici seguenti unitamente ai valori di emissione specifica, espressa in g/kWh.

Emissioni di anidride carbonica

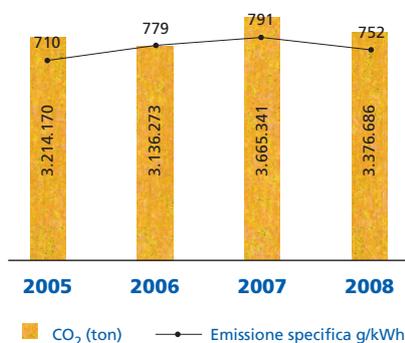
La CO₂ proviene dalla reazione del carbonio contenuto nel combustibile con ossigeno dell'aria, pertanto le quantità emesse dipendono dalla quantità di carbonio bruciata, vale a dire dalla quantità e dalla composizione chimica dei combustibili.

Con la Decisione 2002/358/CE del Consiglio del 25 aprile 2002 la Comunità Europea ha ratificato il Protocollo di Kyoto allegato alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici che ha l'obiettivo di stabilizzare le concentrazioni di gas a effetto serra a un livello tale che escluda qualsiasi interferenza antropica con il sistema climatico. Con la Legge 1° giugno 2002 n. 120 l'Italia ha ratificato il protocollo di Kyoto impegnandosi a ridurre le emissioni di CO₂, entro il termine del periodo 2008-2012, al 93,5% del totale emesso nel 1990.

La Direttiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità Europea al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di efficacia dei costi e di efficienza economica.

Grafico 6

Emissioni di anidride carbonica (CO₂)



Il campo di applicazione della Direttiva 2003/87/CE comprende le "Attività Energetiche", nei quali parametri identificativi rientra la centrale Eugenio Montale. La Direttiva 2003/87/CE impone che ogni impianto rientrante nel suo campo di applicazione sia munito di autorizzazione per l'emissione di CO₂ entro il 1° gennaio 2005. Inoltre, individua nel biossido di carbonio l'unico gas serra di cui, in questa prima fase, occorre monitorare le emissioni e fornirne comunicazione all'Autorità competente. È specificato che ogni Stato membro definisca un piano nazionale di assegnazione di quote di anidride carbonica. Detto piano attribuisce il valore limite di emissioni per singolo stabilimento produttivo, superato il quale ogni ulteriore tonnellata di CO₂ emessa dall'impianto deve essere restituita mediante uno dei meccanismi previsti dalla Direttiva 2003/87/CE.

Enel, in data 3 dicembre 2004, ha presentato per le proprie centrali istanza di autorizzazione a emettere CO₂ ed è stata autorizzata con il decreto DEC/RAS/2179/04.

Le emissioni prodotte da combustione e da processi devono essere monitorate e comunicate all'Autorità competente secondo le linee guida della Decisione della Commissione Europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 le cui disposizioni di attuazione in Italia sono state emanate in allegato al DEC/RAS/854/05 del 1° luglio 2005.

Annualmente la Dichiarazione relativa all'emissione di CO₂ è soggetta a verifica e convalida da parte dell'Istituto di certificazione accreditato Certiquality S.r.l. L'ultima Dichiarazione relativa alle emissioni dell'anno 2008 è stata convalidata in data 19 marzo 2009 e inviata al Ministero dell'Ambiente in data 30 marzo 2009.

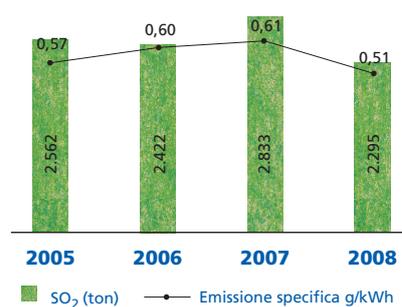
Le variazioni annuali dell'emissione specifica in g/kWh dipendono dalla ripartizione della produzione tra l'unità 3 e le altre due unità a ciclo combinato, in quanto carbone e gas hanno fattori di emissione diversi.

Emissioni di biossido di zolfo

Il biossido di zolfo presente nelle emissioni deriva dalla combustione dello zolfo contenuto nel carbone e nell'olio combustibile utilizzati unicamente sull'unità 3. Pertanto le variazioni dei quantitativi emessi di SO₂ sono dovute alla maggiore o minore produzione della terza unità e al contenuto di zolfo in tali combustibili utilizzati.

Grafico 7

Emissioni di ossidi di zolfo (SO₂)



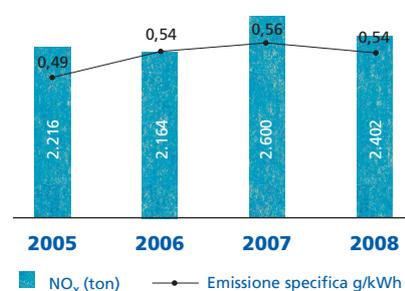
Emissioni di ossidi di azoto

La formazione degli ossidi di azoto deriva principalmente dall'ossidazione di una frazione dell'azoto contenuto nell'aria comburente e dipende dalla temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione; un'altra causa è dovuta alla reazione dell'azoto presente nel combustibile e dipende dalla quantità in esso contenuta.

L'emissione specifica di ossidi di azoto in g/kWh risente della percentuale di produzione assegnata alle unità 1 e 2 rispetto a quella assegnata all'unità 3 in quanto l'emissione specifica di quest'ultima è maggiore di quella delle altre due unità.

Grafico 8

Emissioni di ossidi di azoto (NO_x)

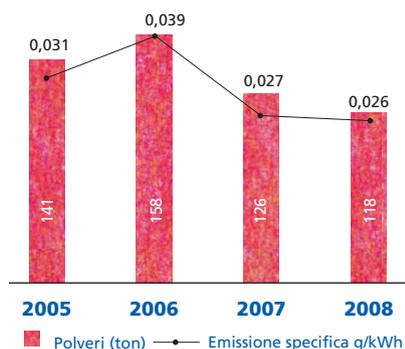


Emissioni di polveri

Le polveri provengono unicamente dall'unità 3, principalmente dalle sostanze minerali presenti nel carbone e in piccola parte da particelle incombuste del carbone. L'incremento della emissione specifica negli ultimi due anni è dovuto sia all'aumento della produzione percentuale dell'unità 3, sia al fatto che, per soddisfare le esigenze di rete, l'unità 3 ha funzionato con frequenti variazioni di potenza: in queste condizioni l'assetto non ottimale comporta una efficienza di captazione degli elettrofiltri meno spinta e conseguente maggiore emissione di polveri. Comunque il trend delle emissioni di polvere evidenzia una riduzione nel corso degli ultimi anni.

Grafico 9

Emissioni di polveri

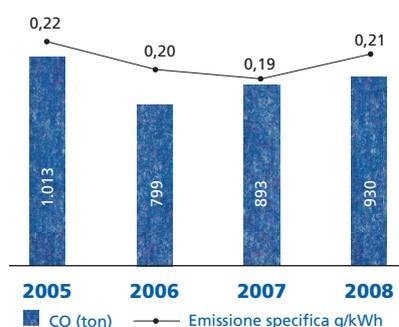


Emissioni di monossido di carbonio

Com'è noto la presenza di monossido di carbonio è sempre indice di una combustione incompleta, infatti il carbonio durante la combustione in presenza di ossigeno si combina per formare l'anidride carbonica (CO₂). Per varie ragioni nella camera di combustione si possono creare zone ristrette dove la reazione non è completa, pertanto nei fumi emessi c'è presenza di piccole quantità residuali di monossido. Ciò si traduce in una perdita di calore, cioè in una perdita economica importante. La misura in continuo di tale parametro e i sistemi di regolazione della combustione assicurano sempre i valori più bassi possibili. I valori di emissione sono sempre molto al di sotto del valore limite consentito, vedi tabella 4 e tabella 5.

Grafico 10

Emissioni di CO



L'incremento dell'emissione specifica è dovuto all'aumento, in percentuale, della produzione dell'unità 3.

Per quanto riguarda la massa di CO emessa occorre segnalare che entrando in contatto con l'ossigeno dell'aria il monossido viene ossidato rapidamente e diventa anidride carbonica già nelle immediate vicinanze del punto di emissione, pertanto l'emissione quantitativa di CO è ambientalmente irrilevante. Le quantità esposte per l'emissione di CO₂ contengono sia l'anidride emessa direttamente come tale sia quella derivante dall'ossidazione del monossido, in quest'ultima è dell'ordine dello 0,03% dell'anidride totale.

Altri inquinanti in traccia

In aggiunta alle sostanze già citate, nei fumi sono presenti anche altre sostanze, anche se in misura quantitativa notevolmente inferiore, tanto che in gergo vengono denominati "microinquinanti". Anche per queste sostanze il D.Lgs. 152/2006 stabilisce dei limiti. La verifica di queste emissioni si effettua annualmente, sia sulla sezione 3 che sulle unità a ciclo combinato. Per tali sostanze, i limiti alle emissioni sono ampiamente rispettati, come risulta dalla tabella 6 che riporta i valori rilevati nell'anno 2008 sull'unità 3 a carbone.

Tabella 6

Concentrazione dei microinquinanti nelle emissioni gassose della sezione 3 - anno 2008

Composto	Tabella-Classe	Limite mg/Nm ³	Rilevato mg/Nm ³
Be	A1 - I	0.1	0.0003
Somma IPA	A1 - I	0.1	0.0001
As	A1 - II	1	0.0040
Cr VI*	A1 - II	1	0.0040
Co	A1 - II	1	0.0008
Ni respirabile insolubile	A1 - II	1	0.0030
Cd	A1 - I	0.1	0.0002
Hg	B - I	0.2	0.0011
Tl	B - I	0.2	0.0001
Se	B - II	2	0.0611
Te	B - II	2	0.0003
Ni in forma di polvere	B - II	2	0.0082
Sb	B - III	10	0.0009
Cr III*	B - III	10	0.0040
Mn	B - III	10	0.0205
Pd	B - III	10	0.0001
Pb	B - III	10	0.0025
Pt	B - III	10	0.0002
Cu	B - III	10	0.0031
Rh	B - III	10	0.0002
Sn	B - III	10	0.0006
V	B - III	10	0.0105
Somma composti Tab. A1 - I		0.1	0.0006
Somma composti Tab. A1 - II		1	0.0342
Somma composti Tab. A1 - I+II		1	0.0348
Somma composti Tab. B - I		0.2	0.0012
Somma composti Tab. B - II		2	0.0700
Somma composti Tab. B - III		10	0.0648
Somma composti Tab. B - I+II		2	0.0709
Somma composti Tab. B - I+II+III		10	0.1351

L'emissione delle diossine nelle centrali termoelettriche non è significativa in quanto, per la tipologia dei combustibili e per le condizioni della combustione, non si generano tali sostanze; tale fatto, ampiamente riportato in letteratura, è stato dimostrato dalla campagna di ricerca effettuata da Enel su vari impianti termoelettrici e, per l'unità 3 della Spezia, è stato confermato anche dalle misure effettuate al riavviamento della sezione dopo gli interventi di ambientalizzazione.

Sistema di controllo della qualità dell'aria

Una minima parte delle emissioni dai camini, in particolari condizioni meteorologiche avverse, può diffondere verso il suolo influenzando così la qualità dell'aria. Sulla qualità dell'aria incide naturalmente il contributo di tutte le sorgenti, incluso il traffico veicolare e il riscaldamento domestico. Per monitorare l'impatto dovuto a tutte le sorgenti è stata realizzata una rete di rilevamento delle immissioni che consente di valutare complessivamente lo stato di qualità dell'aria nel territorio spezzino. L'attuale rete di rilevamento nasce infatti dalla integrazione delle due preesistenti reti di monitoraggio: una gestita da Enel

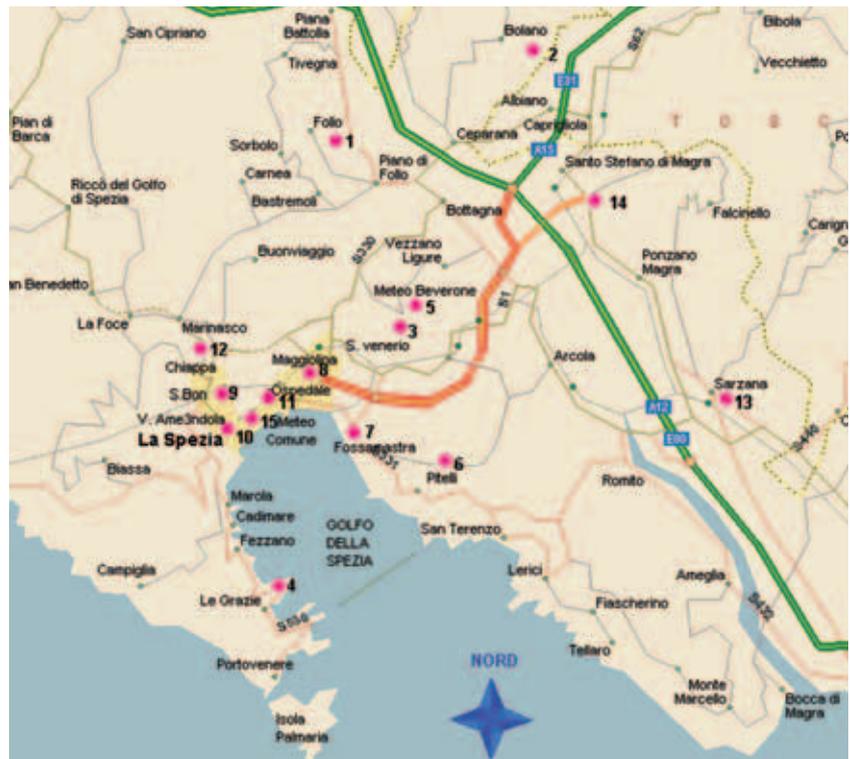
* Le concentrazioni del Cr VI e del Cr III sono state assunte cautelativamente uguali a quella del Cr totale.

finalizzata a valutare gli effetti delle eventuali ricadute dai camini della centrale, l'altra gestita dalla Provincia e finalizzata al monitoraggio generale della qualità dell'aria prevalentemente in ambito urbano. L'integrazione è stata realizzata sulla base di una Convenzione stipulata il 15 febbraio 2001 tra Enel Produzione, Provincia e Comune della Spezia e ARPA Ligure.

La rete integrata è costituita da 15 postazioni localizzate come rappresentato in figura 15 ed equipaggiate come riassunto in tabella 7. Le cinque postazioni di tipo chimico precedentemente facenti parte della rete Enel, già in funzione dal 1994, sono equipaggiate per il rilevamento continuo della concentrazione al suolo di SO₂, di NO₂, vale a dire degli inquinanti tipici originati da impianti di combustione. Le modifiche tecniche necessarie per realizzare la rete integrata, gestita attualmente dall'ARPAL per conto della Provincia della Spezia sono state messe in atto principalmente negli anni 2001 e 2002.

Figura 15

Ubicazione delle postazioni per il rilevamento della qualità dell'aria (scala 1:100000)



Nella successiva tabella è riportata sinteticamente la configurazione attuale della rete di rilevamento della qualità dell'aria della Provincia della Spezia.

Tabella 7

Configurazione della nuova rete per il rilevamento della qualità dell'aria della Spezia

Postazione			Parametri rilevati							
N.	Sito	Finalità prevalente	SO ₂	NO ₂ NO _x	PM10	PM2,5	CO	O ₃	BTX	Meteo
1	Follo	Sottorete centrale Enel	■	■						
2	Bolano	Sottorete centrale Enel	■	■						
3	S. Venerio	Sottorete centrale Enel	■	■						
4	Le Grazie	Sottorete centrale Enel	■	■						
5	Monte Beverone	Sottorete centrale Enel								■
6	Pitelli	Stazione rurale per monitoraggio del territorio posto a Sud Sud-Est dell'impianto Enel e centro urbano della Spezia	■	■						
7	La Spezia Fossamastra	Stazione in area portuale per monitoraggio contribuito da traffico navale	■	■	■	■				
8	La Spezia Parco Maggiolina	Stazione di riferimento in area urbana non direttamente interessata da sorgenti locali	■	■	■	■	■	■		
9	La Spezia Via Spallanzani	Stazione in area urbana in prossimità di galleria a traffico intenso		■	■		■		■	
10	La Spezia Viale Amendola	Stazione in area urbana		■	■		■			
11	La Spezia Via S. Cipriano	Stazione in area urbana in prossimità dell'ospedale civile	■	■	○		■	■		
12	La Spezia Chiappa	Stazione in area suburbana-periferica destinata alla misura di inquinanti fotochimici	○	■	○		■	■		
13	Sarzana	Stazione destinata al monitoraggio dell'inquinamento urbano e di altre sorgenti potenzialmente influenzanti presenti nel comprensorio	■	■	■		■	■		
14	S. Stefano	Stazione destinata al monitoraggio prevalente dell'inquinamento da traffico e di altre sorgenti potenzialmente influenzanti presenti nel comprensorio	■	■	■		○			
15	La Spezia Palazzo Comunale	Stazione meteo in area urbana								■

LEGENDA

- Strumentazione attualmente presente
- Strumentazione per cui è prevista la futura installazione

I dati della qualità dell'aria, rilevati dalla rete integrata provinciale, sono attualmente acquisiti e validati dall'ARPAL.

La centrale provvede al controllo e alla manutenzione della strumentazione installata.

Nella tabella successiva sono riportati i dati relativi al biossido di azoto rilevato nelle stazioni di rilevamento della sottorete Enel.

Tabella 8

Biossido di azoto (NO₂): medie annuali [µg/m³]

	2005	2006	2007	2008
Pitelli	12	31	28	14
S. Venerio	24	26	13	15
Bolano	5	11	10	6
Follo	10	10	11	14
Le Grazie	27	19	18	15

Le concentrazioni del biossido di zolfo, seppur ancora misurate, presentano valori mediamente prossimi allo zero e non hanno significato statistico.

Le postazioni che effettuano il monitoraggio degli inquinanti tipici delle centrali termoelettriche sono posizionate in direzione dei venti prevalenti.

Infatti nel comprensorio in cui è posta la centrale, la provenienza dei venti principali è:

da nord - nord est, postazioni sottovento n. 4 Le Grazie e postazione n. 6 Pitelli
 da sud - sud est, postazioni sottovento n. 3 San Venerio e postazione n. 1 Follo
 da sud - sud ovest, postazione sottovento n. 2 Bolano.

La distribuzione tipica dei venti nel Golfo della Spezia, rilevata nel corso di un anno nella stazione meteo di Monte Beverone, è rappresentata nel grafico 2.

Scarichi nelle acque superficiali

Le acque reflue sono raccolte e convogliate in sistemi fognari distinti per tipologia di reflu; prima del rilascio, ciascuna tipologia di acqua subisce un trattamento di depurazione appropriato. L'intero sistema raccolta, trattamento e scarico è oggetto di un'autorizzazione rinnovata l'11 maggio 2006 ai sensi del D.Lgs 152/2006 dalla Provincia della Spezia.

Nella figura n. 16 è schematizzata la configurazione degli scarichi autorizzati con i relativi pozzetti di campionamento per i controlli effettuati sia da personale di centrale che dall'Autorità di Controllo preposta (ARPA Liguria).

La configurazione prevede:

- il recapito in mare delle acque di raffreddamento in cui confluiscono anche le acque depurate provenienti dall'impianto trattamento acque reflue e le acque depurate provenienti dall'impianto di disoleazione;
- il recapito nel torrente Fossamastra, in tre differenti punti, delle acque piovane drenate dai carbonili Val Fornola e Val Bosca, (scarico attivabile solo in caso di eventi meteorici eccezionali).

Le acque reflue di natura domestica sono inviate al depuratore cittadino.

Acque di raffreddamento

Nel grafico 11 sono mostrate le quantità scaricate e il relativo indicatore specifico in litri/kWh.

Queste acque sono recapitate nella rada del golfo della Spezia attraverso un canale di restituzione coperto e dotato di diffusore finale. La temperatura di scarico, misurata in continuo in prossimità del diffusore finale, non deve superare i 35 °C. Nel caso di superamento del valore di attenzione di 34,5 °C, si procede a ridurre la potenza erogata in modo ridurre la quantità di calore da dissipare e quindi la temperatura delle acque scaricate. Nella tabella 9 sono riportati i valori medi mensili e le medie annuali.

Tabella 9

Temperatura allo scarico

Temperatura °C	2005	2006	2007	2008
Gennaio	15	20	21	21
Febbraio	16	18	21	19
Marzo	17	16	21	21
Aprile	18	17	21	20
Maggio	27	27	27	24
Giugno	28	27	30	27
Luglio	31	30	30	30
Agosto	31	29	29	31
Settembre	31	30	29	30
Ottobre	27	29	26	28
Novembre	25	22	23	21
Dicembre	22	23	19	14
Media annuale	24	24	25	24

Oltre al rispetto del predetto limite assoluto di temperatura sul punto di scarico, occorre assicurare che, su un arco tracciato idealmente a 1.000 m dal punto di scarico, l'incremento di temperatura rispetto a un punto indisturbato dallo scarico stesso non sia superiore a 3 °C. Per la verifica di questa limitazione è stato installato un sistema di monitoraggio con sensori di temperatura disposti in due postazioni fisse nella rada che radiotrasmettono i segnali di misura in tempo reale agli operatori delle sale manovre in centrale.

Un modello comportamentale, predisposto sulla base dei valori misurati, permette di anticipare eventuali fenomeni di eccessivo incremento termico, effettuando le dovute manovre atte a ridurre il carico termico scaricato.

Nel corso del 2008 non si sono verificati episodi definibili a rischio che abbiano comportato la messa in opera delle misure preventive.

Inoltre, in relazione alla significatività delle condizioni di esercizio, con cadenza generalmente mensile, si effettuano misure secondo la metodologia di legge, ossia con la determinazione della temperatura dell'acqua di mare da una imbarcazione alla distanza di mille metri dal punto di scarico.

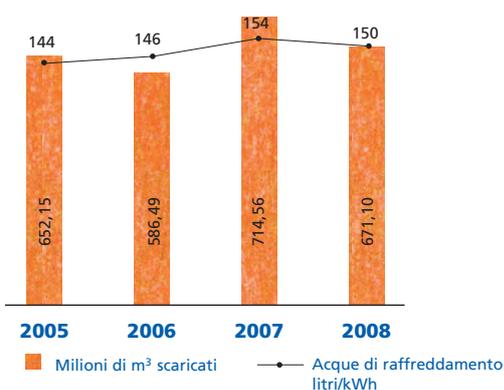
I valori dell'incremento termico (espressi in gradi centigradi) rilevati nell'anno 2008 sono:

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
-	0,84	2,73	1,07	2,1	-	0,49	0,53	1,35	-	1,53	-

Prevalentemente nei periodi caldi, l'acqua di mare è additivata con ipoclorito di sodio per limitare la formazione del "fouling-marino" nei canali e nei condensatori. Grazie alle procedure di controllo adottate, il valore del cloro residuo misurato in continuo allo scarico rimane sempre contenuto a livelli inferiori al 50% del valore limite di legge.

Grafico 11

Acque di raffreddamento (in litri/kWh)



Acque acide e alcaline

Sono tutte le acque reflue dal processo inquinate da sostanze chimiche in soluzione e sporche per la presenza di solidi sospesi, che attraverso una rete fognaria dedicata vengono convogliate nell'impianto di trattamento. In occasione degli interventi di adeguamento ambientale detto impianto è stato ampliato per poter integrare anche il trattamento degli spurghi che provengono dall'impianto di desolfurazione e le acque di controlavaggio dell'impianto a osmosi inversa (impianto che produce acqua desalinizzata).

Acque inquinabili da oli

Sono costituite dalle condense prodotte dai sistemi di riscaldamento e fluidificazione dell'olio combustibile denso (OCD) e dalle acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi di OCD del deposito costiero, dalle vasche di contenimento dei macchinari elettrici isolati o raffreddati con olio minerale, dai piazzali e altre aree d'impianto potenzialmente inquinabili da oli. Tutte queste acque vengono inviate all'impianto di trattamento acque oleose.

L'impianto è costituito da vasche (denominate vasche API) che consentono la separazione fisica dell'acqua e dell'olio per differenza di peso specifico e da filtri a carboni attivi che provvedono alla depurazione dell'acqua da eventuali residui di olio. Le acque provenienti dall'impianto di disoleazione possono essere recuperate.

Acque reflue di natura domestica

Le acque reflue che provengono dai servizi igienici e dalla mensa aziendale di centrale sono convogliate mediante il sistema fognario dedicato alla fognatura comunale. La portata media è di circa 6 m³/h.

Altre acque reflue di questa natura provengono dai servizi igienici ubicati presso il terminale marittimo Enel; le quantità sono modeste e sono asportate con autocisterne.

Acqua drenaggio bacini ceneri

Le acque presenti sono solo di origine meteorica. Dal termine dell'attività di lagunaggio delle ceneri, con conseguente dismissione dei bacini, le acque meteoriche evaporano naturalmente senza che, attualmente, sia necessario smaltirle.

Raccolta e scarico delle acque meteoriche dall'impianto

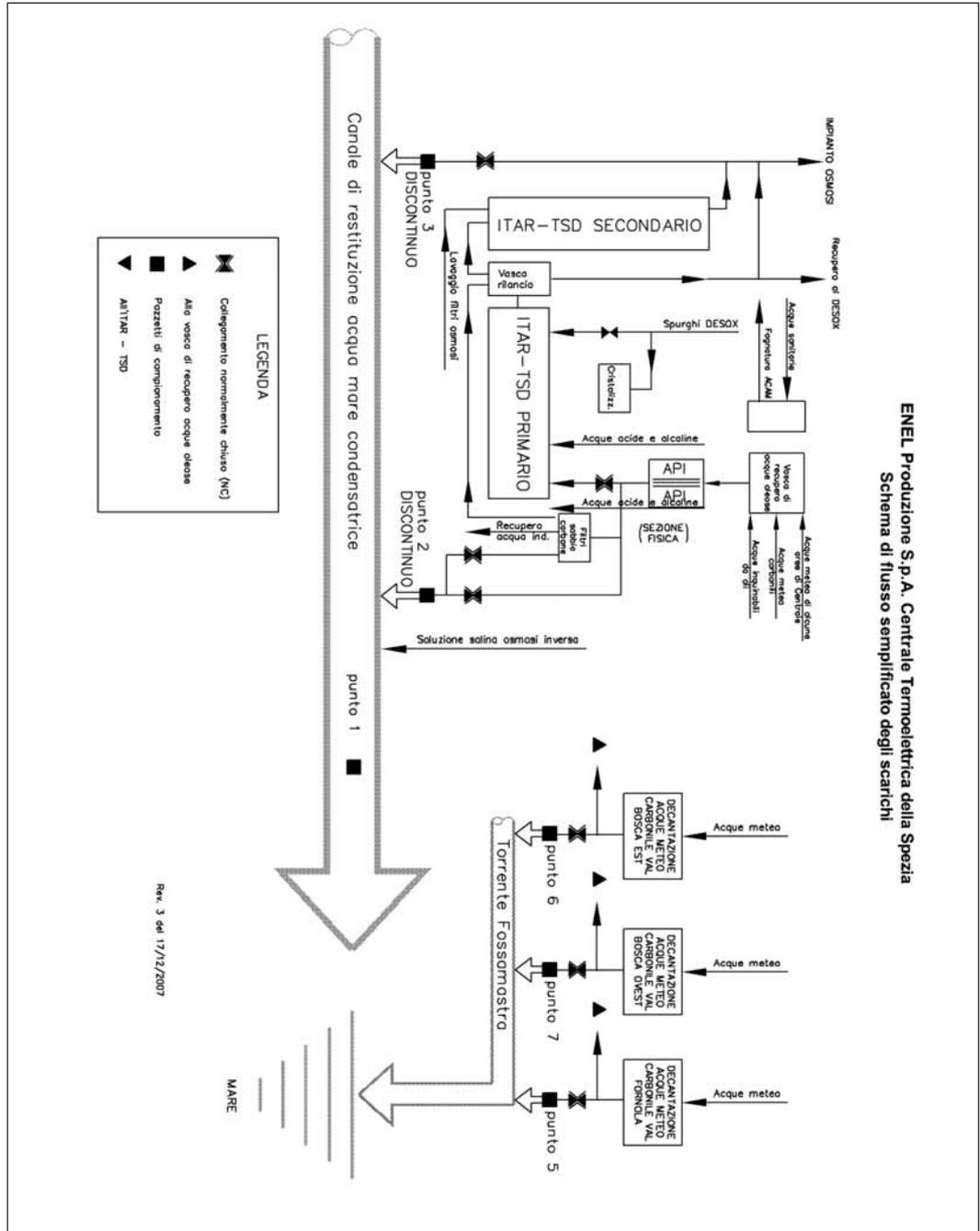
La piovosità nel sito, rilevata dalla stazione pluviometrica della centrale, è compresa in un intervallo da 1.000 a 1.300 mm/anno; ciò comporta un quantitativo annuo di acque meteoriche pari a circa 1.000.000 m³, di queste circa 800.000 m³ sono relative ad aree impermeabilizzate. Le acque piovane raccolte nelle aree potenzialmente inquinabili, circa il 20%, sono inviate all'impianto di trattamento.

Raccolta e scarico delle acque meteoriche dai carbonili

Le acque meteoriche drenate dai canali perimetrali delle aree di stoccaggio del carbone vengono convogliate in vasche di decantazione, e da queste vengono normalmente inviate all'impianto di trattamento delle acque reflue, quindi recuperate unitamente alle altre acque trattate.

In caso di precipitazioni eccezionali, quando la portata da drenare supera la capacità di pompaggio e di accumulo nei carbonili, è necessario far defluire le acque direttamente nel torrente Fossamastra; in queste condizioni le acque di prima pioggia sono già confluite nell'impianto di trattamento. Le verifiche effettuate in queste situazioni sia dal laboratorio di centrale sia dalle Autorità di controllo hanno sempre confermato il rispetto dei valori limite. Eventi di questa natura si presentano tipicamente non più di una volta all'anno. La quantità massima che confluisce all'impianto di trattamento in occasione di precipitazioni intense è stimabile in 90 m³/h; la quantità annua di acque piovane inviata all'impianto di trattamento può raggiungere i 150.000 m³.

Figura 16
Schema di flusso semplificato degli scarichi



Treatment and discharge of water

The integrated ITAR-TSD treatment plant is able to depurate discharges that vary from 80 to 150 m³/h thanks to two storage tanks of 1600 m³.

The treatment provides the precipitation of chemical pollutants through the use of appropriate reagents in two successive phases (primary and secondary precipitation):

Figura 17

Impianto integrato di trattamento delle acque



i fanghi che si formano dalle reazioni e i solidi sospesi sono fatti sedimentare in apposite sezioni di chiarificazione, e infine, prima dello scarico, con la neutralizzazione delle acque (correzione del pH).

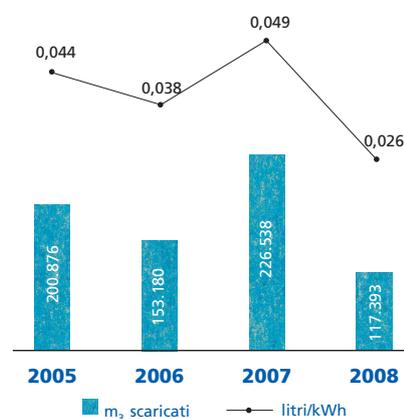
I fanghi ottenuti dal primo e dal secondo stadio di sedimentazione vengono filtrati e pressati per eliminare l'acqua contenuta.

Quando, per qualsiasi ragione, le caratteristiche chimiche dell'acqua da scaricare non soddisfano i valori accettabili per lo scarico o il riutilizzo, grazie alla capacità di accumulo è possibile intercettare lo scarico e rimandare l'acqua in testa al processo in modo da ripetere l'intero ciclo di trattamento.

Le acque trattate dall'impianto di trattamento ammontano mediamente a circa 1.600 m³/giorno. Le quantità scaricate negli ultimi anni sono mostrate nel grafico 12 unitamente alle quantità specifiche, vale a dire ai litri scaricati per ogni kWh prodotto. Nel corso degli anni, nonostante la minore produzione

Grafico 12

Acque scaricate dall'impianto di trattamento integrato



complessiva di energia elettrica e l'aumento percentuale della produzione dell'unità 3 a carbone, si registra una complessiva diminuzione del valore specifico dell'acqua scaricata in relazione all'aumento della quota recuperata.

Cristallizzatore

Al fine di massimizzare il recupero delle acque trattate dall'impianto ITAR-TSD, per poterle riutilizzare nel ciclo produttivo, e nel contempo minimizzare gli scarichi, è stato realizzato un nuovo impianto per il trattamento degli effluenti prodotti dal desolforatore.

L'impianto è basato su un sistema di evaporazione e cristallizzazione dei suddetti reflui, che realizza la separazione allo stato solido di tutti i sali presenti mediante la completa distillazione dell'acqua che viene raccolta e riutilizzata.

Il nuovo impianto risponde pertanto sia all'esigenza di riduzione dell'impatto dovuto ai reflui prodotti dalla centrale, sia a quella di massimizzare il recupero della risorsa idrica; non comporta la modifica del ciclo produttivo della centrale, ma solo un miglioramento del ciclo delle acque. I miglioramenti conseguenti all'entrata in servizio dell'impianto, avvenuta progressivamente nel corso del 2008, saranno pienamente avvertibili a iniziare dal 2009.



Controllo degli scarichi

Gli scarichi sono adeguatamente controllati dal laboratorio chimico della centrale per assicurare il rispetto dei valori limite della tab. 3 dell'allegato 5 del D.Lgs. 152/06, come prescritto dalla vigente autorizzazione. Le metodiche analitiche utilizzate sono quelle stabilite ai sensi del predetto Decreto. Sono anche previste misure in continuo per i parametri che possono presentare una elevata variabilità, in particolare si misurano in continuo:

- la temperatura e il contenuto di cloro attivo nelle acque di raffreddamento
- il pH, la torbidità e la conducibilità nelle acque industriali depurate
- la presenza di idrocarburi sulle acque in uscita dall'impianto di disoleazione (vasche API).

La gestione tecnica dei sistemi di trattamento degli scarichi e le modalità di controllo dei parametri prima dello scarico, incluso le modalità di taratura della strumentazione, sono governati da precise istruzioni operative adottate nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale e quindi la loro corretta applicazione è oggetto di verifiche nel corso degli audit.

Nella tabella 10 sono riportate le concentrazioni medie annue e i quantitativi annui totali delle sostanze scaricate dall'impianto di trattamento integrato negli anni 2005, 2006, 2007 e 2008. I valori delle quantità medie annue sono stati calcolati in base alle portate e alle concentrazioni delle sostanze presenti negli scarichi stessi.

Tabella 10

Concentrazioni e dati quantitativi delle sostanze scaricate dopo la depurazione nell'ITAR

Parametri fisici e chimici	Valori limite di legge		Valori rilevati							
			2005		2006		2007		2008	
	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno	mg/l	kg/anno		
Solidi sospesi totali	80	10,960	2.201,68	19,241	2.947,31	14,955	3.387,86	17,873	2.098,22	
C.O.D.	160	41,563	8.348,93	88,202	13.510,76	90,580	20.519,92	94,710	11.118,28	
Alluminio	1	0,107	21,44	0,196	30,01	0,097	22,01	0,142	16,65	
Arsenico	0,05	0,000	0,00	0,000	0,00	0,008	1,80	0,000	0,00	
Cadmio	0,02	0,002	0,35	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	
Cromo VI	0,02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	
Cromo tot.	0,02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,07	0,000	0,00	
Ferro	2	0,045	9,07	0,111	17,07	0,076	17,30	0,014	1,67	
Mercurio	0,005	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	
Nichel	2	0,002	0,35	0,038	5,79	0,068	15,35	0,004	0,52	
Piombo	0,02	0,002	0,35	0,003	0,42	0,002	0,42	0,000	0,00	
Rame	0,01	0,021	4,17	0,055	8,48	0,006	1,43	0,008	0,99	
Zinco	0,05	0,074	14,83	0,123	18,86	0,120	27,10	0,148	17,38	
Azoto ammoniacale	15	1,151	231,25	0,707	108,25	0,589	133,34	0,000	0,00	
Azoto nitroso	0,06	0,086	17,26	0,139	21,23	0,095	21,49	0,066	7,79	
Solfiti	1	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	
Idrocarburi totali	5	0,076	15,36	0,028	4,32	0,013	2,96	0,000	0,00	
Manganese	2	0,029	5,82	0,094	14,39	0,136	30,79	0,078	9,21	
Cloro attivo	0,02	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	0,000	0,00	
Fluoruri	6	2,979	598,00	1,646	252,06	0,989	224,16	1,543	181,09	
valori di pH	5,5-9,5		7,7		7,7		7,6		7,6	

La determinazione dei valori allo scarico avviene mensilmente. Per alcuni parametri soggetti a variabilità i controlli avvengono con maggiore frequenza, anche giornaliera.

Le concentrazioni misurate per le sostanze che hanno quantitativi annuali di scarico nulli, risultano sempre inferiori ai limiti di rilevabilità dei metodi analitici utilizzati, che sono quelli previsti dalle disposizioni di legge. Per alcuni metalli i valori determinati sono risultati ai limiti della determinabilità analitica e pertanto hanno scarso significato statistico.

Produzione, riutilizzo, recupero e smaltimento rifiuti

Le quantità complessive di rifiuti prodotti nell'impianto sono riassunte nel grafico 13 unitamente all'indicatore produzione specifica espresso in g/kWh.

Nella tabella 11 sono riportati, per i principali rifiuti conferiti, sia i quantitativi recuperati che non recuperati.

La produzione è ingente ma la maggior parte dei rifiuti prodotti viene recuperata.

La percentuale dei rifiuti recuperati rispetto al totale di quelli prodotti è rappresentata nel grafico 14.

L'incremento del 2008 è dovuto alle ceneri provenienti dalla bonifica dell'area di Campo Ferro; per le caratteristiche analitiche di questo rifiuto non è stato possibile il recupero.

Grafico 13
Rifiuti prodotti (ton)

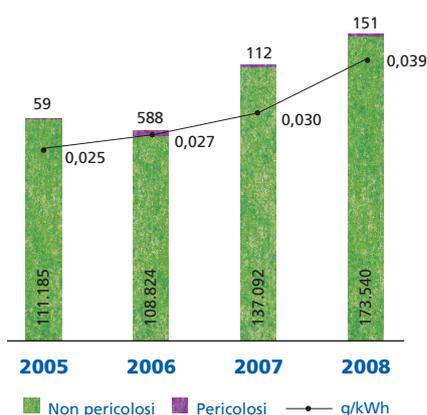
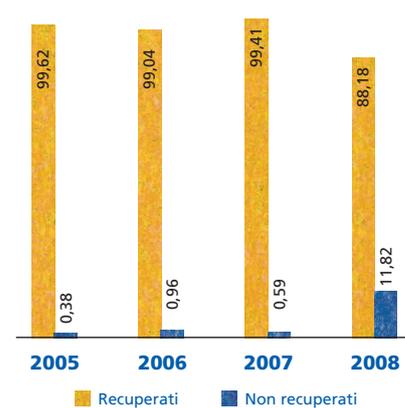


Grafico 14
Percentuale di recupero dei rifiuti



Per massimizzare la percentuale di recupero è necessario contemperare i ritmi di produzione con le capacità di utilizzazione da parte dei soggetti che possono operare il recupero.

A tale scopo è utile accumulare in centrale adeguati quantitativi dei rifiuti da inviare al recupero. Questo tipo di gestione può essere effettuata solo in base a una specifica autorizzazione che disciplina i quantitativi massimi accumulabili e le modalità di deposito, in modo da assicurare un elevato grado di protezione delle persone e dell'ambiente.

La centrale della Spezia, con autorizzazione rilasciata dalla Provincia della Spezia, è autorizzata al deposito preliminare, finalizzato alle operazioni di smaltimento o di recupero, delle seguenti tipologie di rifiuti non pericolosi:

- cenere leggera da carbone, per una capacità fino a 9.500 m³
- cenere pesante da carbone, per una capacità fino a 220 m³
- fanghi prodotti dall'impianto trattamento acque reflue, per una capacità fino a 550 m³
- fanghi prodotti dall'impianto di cristallizzazione, per una capacità fino a 200 m³
- gessi provenienti dall'impianto di desolforazione, fino alla capacità di 7500 m³.

Tabella 11

Quantitativi di rifiuti smaltiti, suddivisi tra non recuperati e recuperati

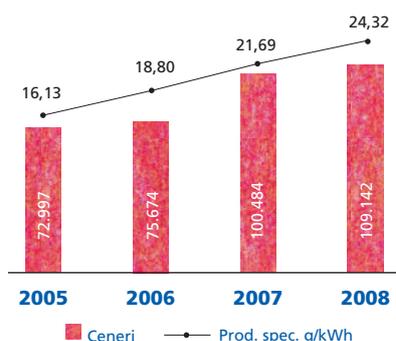
	Codice		2005	2006	2007	2008
TOTALE RIFIUTI NON PERICOLOSI CONFERITI			111.585.210	108.823.915	137.092.260	173.800.808
Totale rifiuti non pericolosi recuperati, di cui:			111.216.820	108.248.780	136.374.580	153.159.868
Ceneri pesanti di carbone	100101	R	2.659.080	2.271.920	1.087.940	1.671.620
Ceneri leggere di carbone	100102	R	70.304.400	73.401.620	99.396.110	107.470.198
Gesso da desolforazione	100105	R	34.339.520	29.450.670	33.143.350	38.299.060
Fanghi da trattamento delle acque (ITAR)	100121	R	3.132.210	2.502.750	2.406.660	5.263.510
Fanghi da trattamento delle acque (SEC)	100121	R	-	-	-	69.550
Imballaggi in più materiali	150106	R	43.060	46.180	26.430	11.190
Legno	170201	R	6.340	32.300	25.220	53.640
Ferro e acciaio	170405	R	328.680	268.020	217.400	282.900
Inerti da demolizioni	170904	R	389.450	271.020	38.140	38.200
Altri rifiuti non pericolosi		R	14.080	4.300	33.330	0
Totale rifiuti non pericolosi non recuperati, di cui:			418.744	627.895	627.680	20.640.940
Ceneri leggere da bonifica suoli	100102	D	-	-	-	20.000.230
Fanghi da trattamento delle acque (SEC)	100121	D	-	-	-	174.230
Imballaggi in più materiali	150106	D	126.180	89.480	125.590	73.890
Materiali filtranti (Filtri per aria del TG)	150203	D	15.500	19.820	3.350	7.420
Rifiuti organici (mitili da filtrazione acqua mare)	160306	D	102.460	221.320	254.040	46.870
Legno	170201	D	0	0	0	5.360
Altri materiali isolanti	170604	D	43.580	78.050	0	0
Resine a scambio ionico	190905	D	34.790	41.490	7.780	0
Rifiuti liquidi da operazioni di risanamento	191308	D	0	2.590	68.850	0
Fanghi settici	200304	D	45.800	106.100	107.500	99.600
Altri rifiuti non pericolosi		D	50.434	69.045	60.570	233.340
TOTALE RIFIUTI PERICOLOSI CONFERITI			58.894	587.632	112.301	150.791
Totale rifiuti pericolosi recuperati, di cui:			8.540	46.930	16.250	6.220
Oli esausti	130208	R	8.540	27.630	10.310	3.760
Accumulatori al piombo	160601	R	0	19.300	5.940	2.460
Totale rifiuti pericolosi non recuperati, di cui:			50.354	540.702	96.051	144.571
Assorbenti, filtri olio, stracci	150202	D	33.730	36.200	35.140	15.900
Terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	170503	D	0	343.540	0	0
Amianto	170601	D	0	50.170	20.810	6.050
Materiali isolanti contenenti sostanze pericolose	170603	D	0	0	25.330	105.550
Altri rifiuti non pericolosi		D	16.624	110.792	14.771	17.071

Conferimento delle ceneri da carbone

Circa l'80% delle ceneri prodotte durante la combustione del carbone viene captato dagli elettrofiltri inseriti prima della ciminiera per depolverizzare i fumi, la parte restante si deposita direttamente sul fondo della camera di combustione. L'efficienza dell'abbattimento degli elettrofiltri supera il 99%. Le ceneri estratte pneumaticamente dagli elettrofiltri e dalla caldaia si raccolgono in appositi sili mostrati nella figura 18. Le operazioni di estrazione, raccolta e caricamento delle ceneri su mezzi idonei per il trasporto di materiali polverulenti viene effettuato automaticamente mediante circuiti pneumatici realizzati in modo da prevenire dispersioni di polveri.

Grafico 15

Ceneri da carbone prodotte e destinate al recupero (ton)



Le ceneri da carbone così raccolte costituiscono rifiuti non pericolosi che possono essere utilizzati nei cementifici o per la preparazione di conglomerati cementizi. Il recupero di questi rifiuti, oltre a rispondere alle norme di legge (procedure semplificate previste per le operazioni di recupero dei rifiuti, art. 214 e 216 del D.Lgs. 152/2006), che prevedono in particolare un limite sul contenuto di particelle carboniose (incombusti), deve sottostare al rispetto di più stringenti norme tecniche europee, previste per i materiali da costruzione. Le condizioni tecniche sono stabilite dalla UNI EN 12620 che definisce le caratteristiche degli inerti utilizzati come inerte del calcestruzzo e dalla UNI EN 450, che definisce le caratteristiche delle ceneri utilizzate nelle miscele del cemento. Pertanto le ceneri sono costantemente controllate secondo un protocollo definito dalle norme stesse, risultando conformi, come certificato dall'Organismo di Certificazione Spagnolo AENOR.

L'andamento della produzione specifica di ceneri è fortemente influenzato dall'incidenza sulla produzione totale dell'unità 3 a carbone e dalla percentuale di cenere contenuta nel carbone bruciato.

Figura 18

Sili di accumulo delle ceneri



Conferimento del gesso da desolforazione

Il processo di desolforazione dei fumi genera ingenti quantitativi di gesso, la produzione specifica (g/kWh) dipende dal contenuto medio di zolfo nei combustibili.

Il gesso prodotto è stato totalmente destinato al recupero nell'industria cementiera.

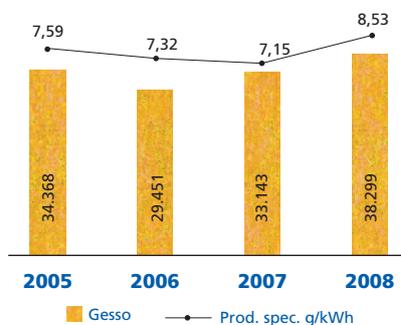
Figura 19

Capannone per la raccolta del gesso



L'aumento del valore specifico dipende dall'aumento percentuale della produzione della sezione 3 e dall'aumento della percentuale di zolfo nel combustibile utilizzato. Comunque, così come avviene per le ceneri, anche tutto il gesso prodotto viene interamente riutilizzato.

Grafico 16

Gessi inviati al recupero**Uso e contaminazione del terreno**

Il sito di centrale e le aree di pertinenza sorgono sul sito di Pitelli di interesse nazionale individuato ai sensi del D.Lgs. 426/98 e come tale soggetto agli obblighi di caratterizzazione e bonifica dei suoli e acque.

In questo ambito, l'attività di caratterizzazione ha visto un iter molto complesso e strutturato nel tempo che complessivamente consta di oltre 600 campioni di terreno analizzati in due successive campagne di indagine e un centinaio di campioni di acque di falda.

Le indagini hanno riguardato sia l'area vera e propria di centrale, sia aree non più utilizzate o accessorie, quali l'area ex bacini ceneri, l'area ex "Campo Ferro" e l'area del terminale marittimo.

La prima campagna si è svolta nell'anno 2004 e i risultati sono stati presentati e accettati dalla Conferenza dei Servizi istituita presso il Ministero dell'Ambiente cui sono state richieste ulteriori indagini.

I risultati delle indagini successive sono stati convalidati dalla Conferenza dei Servizi nell'ottobre 2006.

Dal complesso delle indagini effettuate risulta che lo stato del sottosuolo della centrale si presenta in condizioni generalmente buone con limitate eccedenze sia in termini di numero che di concentrazione di alcuni parametri, generalmente prossimi al valore limite; in particolare per i suoli sono state individuate le seguenti eccedenze, indicate nella successiva figura 20.

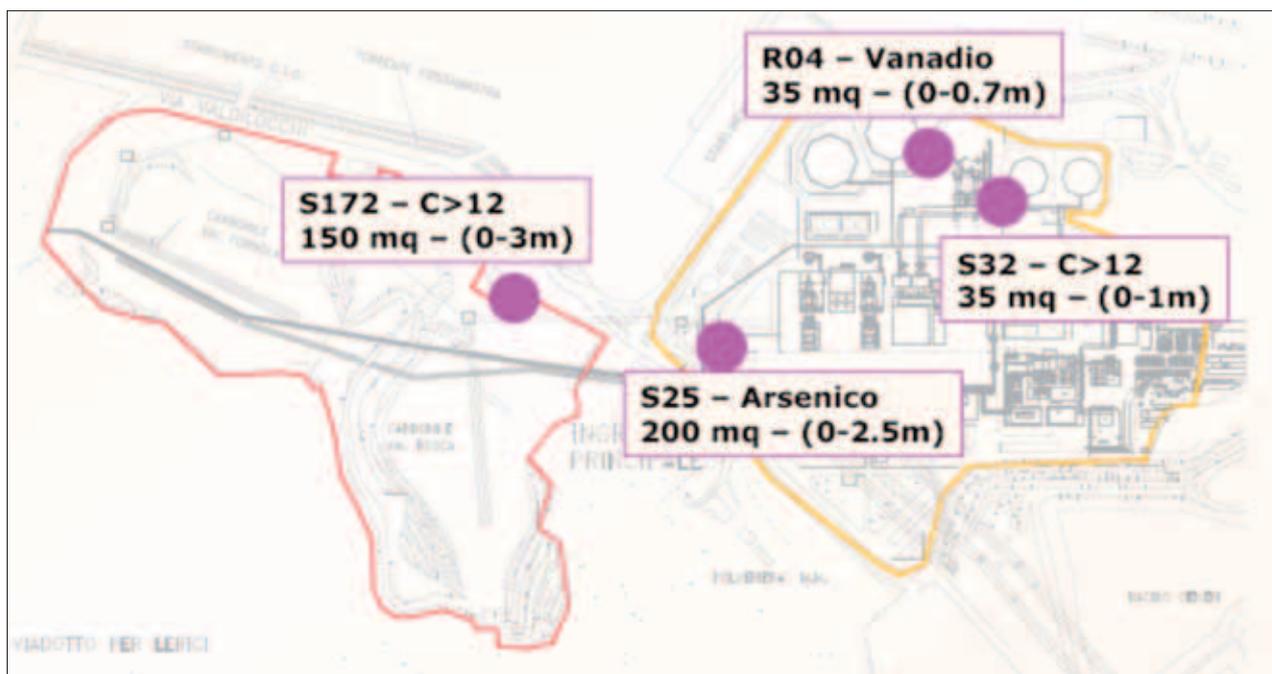
- As: eccedenza rilevata nel punto S25;
- Idrocarburi C>12: eccedenza rilevata in due punti, S172 e S32;
- Vanadio: eccedenza rilevata nel punto R04.

Relativamente alle acque sotterranee, il confronto dei risultati analitici dei campioni di falda con i valori limite accettabili previsti dalla normativa ha evidenziato l'assenza di particolari criticità, ma solo lievi eccedenze, prevalentemente localizzate, per i seguenti parametri.

- Metalli: (As, Hg, Se) presenti occasionalmente in alcuni punti dell'area impianti,
- Composti organoalogenati: presenti in tracce in un solo punto dell'area impianti;
- Solfati: presenti in maniera diffusa nelle acque sotterranee di pertinenza del sito.

Figura 20

Localizzazione delle eccedenze rilevate



Successive indagini, concordate con il Ministero, effettuate da ARPAL in collaborazione con l'Università di Genova-DIPERIS e ACAM, hanno evidenziato che la diffusa presenza dei solfati nelle acque sotterranee è dovuta principalmente a fenomeni geochimici naturali.

Attualmente l'iter di attività prevede per l'area della centrale la predisposizione di un progetto di messa in sicurezza operativa del terreno e della falda finalizzati a eliminare anche le piccole eccedenze riscontrate.

Il documento di progetto sarà inviato al Ministero dell'Ambiente entro il primo semestre del 2009 per il successivo iter istruttorio.

Unitamente alle sopracitate attività è in corso la bonifica dell'Area ex Campo Ferro (costo circa 3,5 milioni di euro) sulla quale sono presenti ceneri da combustione a carbone. A intervento ultimato (entro l'anno 2009) è previsto il riutilizzo dell'area a usi produttivi.

Bacini ceneri

All'inizio degli anni '60, secondo il progetto presentato dalla Società Edison-Volta per la realizzazione della centrale e dei relativi impianti ausiliari, furono costruiti due bacini per il deposito delle ceneri. Essi sono situati in località Pian di Pitelli su di un'area recintata di circa 13 ettari di proprietà Enel collocata nei territori comunali di La Spezia e di Arcola.

I bacini furono ottenuti dallo sbarramento di una depressione valliva naturale mediante la costruzione di tre argini aventi altezze di 22, 12 e 14 metri e il totale utile di invaso è di circa 850.000 m³. Negli anni '70, a seguito di una prescrizione del Servizio Dighe, il complesso delle opere è stato oggetto di lavori di consolidamento e impermeabilizzazione. Gli sbarramenti furono definitivamente collaudati il 31.10.1979 ai sensi del DPR n. 1363/59 e da allora eserciti sotto il controllo del Servizio stesso.

Inizialmente tutte le ceneri prodotte venivano convogliate nei bacini con un sistema di trasporto idraulico ad acqua di mare. Dal 1990 sono state inviate nei bacini solo le ceneri pesanti (che rappresentano circa il 20% della produzione), in quanto, da tale anno, le ceneri leggere sono state estratte con aria e inviate direttamente al recupero.

Dal 1983 al 1991 sono stati operati svuotamenti periodici dei bacini asportando una quantità complessiva di circa 1.400.000 tonnellate che per l'80% circa sono stati riutilizzati per la formazione di terrapieni, il restante 20% è stato invece smaltito in discarica.

L'utilizzazione dei bacini è terminata nel 1999 in seguito alla fermata della sezione 4 e all'adozione del sistema di estrazione a secco anche per le ceneri pesanti prodotte dalla sezione 3.

Nel mese di agosto 1999 è stato pertanto presentato alla Provincia della Spezia un progetto per il risanamento dell'area dei bacini. Con l'emanazione del DM 10/01/2000, i bacini sono stati inseriti nel perimetro del sito di interesse nazionale "Pitelli". Il Decreto è stato emanato ai sensi della Legge n. 426/98 "Nuovi interventi in campo ambientale" che disciplina gli interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinanti. In conformità a tali disposizioni di legge, Enel ha presentato al Ministero il progetto preliminare di messa in sicurezza e ripristino dei bacini ceneri. L'iter autorizzativo per l'esecuzione degli interventi è tuttora in corso e nel corso del 2009 sono in fase di realizzazione importanti attività di indagine geognostica finalizzate alla predisposizione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area.

Nella centrale, inoltre, è in atto un'attività di bonifica del sottosuolo in prossimità di un serbatoio di olio combustibile da 50.000 m³. Nel 1999, dopo aver constatato che il terreno del bacino di contenimento del serbatoio era contaminato da OCD a causa di perdite di piccola entità verificatesi nel corso degli anni, il serbatoio è stato messo fuori servizio ed è stata effettuata la prevista comunicazione alle Autorità competenti ai sensi dell'art. 9, comma 1 del DM 471/99. Dopo le indagini di caratterizzazione del suolo effettuate nel 2000,

Figura 21

Bacini ceneri



è iniziata la bonifica applicando una particolare tecnica denominata "bioventing". La tecnica consiste nella insufflazione di aria compressa a quote opportune attraverso pozzi finestrati. L'ossigeno accelera i processi di digestione aerobica degli idrocarburi da parte dei batteri indigeni del terreno. Attualmente il serbatoio è stato ripristinato ed è in uso. L'avanzamento del processo di depurazione del suolo è stato monitorato mediante l'analisi delle acque sotterranee e test respirometrici dei gas interstiziali. In base ai risultati ottenuti, si è potuta constatare la progressiva diminuzione delle sostanze organiche volatili (idrocarburi) e dell'anidride carbonica interstiziale.

Uso di materiali e risorse naturali (incluso combustibili ed energia)

Utilizzo di combustibili

I combustibili utilizzati nel processo produttivo sono il carbone, l'olio combustibile denso, il gas naturale e il gasolio.

I consumi sono riassunti nel grafico 17.

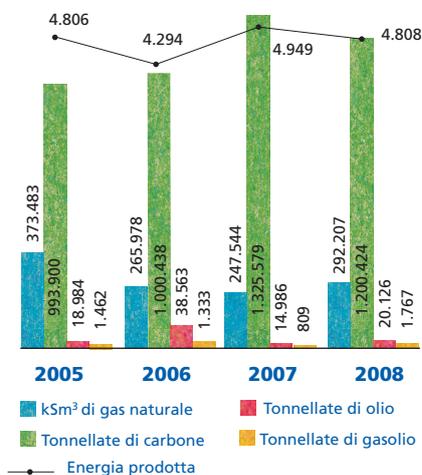
Carbone, olio combustibile denso e gasolio sono utilizzati solo sull'unità 3, il metano è utilizzato sulle unità 1 e 2 e in parte anche sull'unità 3, in particolare durante le fasi di avviamento.

Tabella 12

Quantitativi di gas naturale utilizzati sulla 3^ unità

	2005	2006	2007	2008
Gas naturale in kSm ³	11.678	20.145	14.202	8.641
Numero avviamenti	19	12	10	14

Grafico 17

Consumo dei combustibili

Il fabbisogno di calore complessivo destinato alla produzione di energia elettrica e i contributi percentuali di ciascun combustibile sono mostrati nel grafico 4.

Il calore si ottiene moltiplicando le quantità di combustibile per il corrispondente potere calorifico medio, vale a dire il calore fornito da 1 kg di combustibile solido o liquido, oppure da 1 m³ di combustibile gassoso (vedi tab. 13).

Tabella 13

Caratteristiche dei combustibili utilizzati

			2005	2006	2007	2008
Gas naturale	Potere calorifico	kcal/ Sm ³	8.657	8.678	8.707	8.707
Carbone	Potere calorifico	kcal/ kg	6.108	6.124	5.990	5.910
	zolfo	%	0,70	0,59	0,55	0,58
	ceneri	%	7,22	6,95	7,60	8,28
OCD	Potere calorifico	kcal/ kg	9.766	9.837	9.877	9.775
	zolfo	%	0,87	0,81	0,78	0,70
Gasolio	Potere calorifico	kcal/ kg	10.270	10.263	10.266	10.274
	zolfo	%	0,08	0,09	0,10	0,07

Approvvigionamento e stoccaggio del carbone

Il carbone è scaricato nel porto della Spezia, da navi attraccate su di un molo dedicato alle attività Enel. Dalle navi, mediante due scaricatori concepiti per minimizzare le dispersioni di polveri, il carbone viene posato direttamente su nastro e trasportato verso i due parchi di stoccaggio asserviti all'impianto, uno in Val Fornola e uno in Val Bosca (vedi mappa in figura 8). La capacità di stoccaggio complessiva è di circa 450.000 t.

I parchi carbone sono stati realizzati su avvallamenti naturali il cui fondo è di natura argillosa e le cui pareti sono state coperte da lastre di cemento.

La conformazione orografica dei due avvallamenti, la localizzazione in area isolata e protetta, la vegetazione di alto fusto che li circonda, la costante operazione di compattazione effettuata dai mezzi meccanici non consente significative dispersioni di polveri dai cumuli stoccati. Inoltre, sono stati installati dei dispositivi (fog cannon) che emettendo forti getti di aria e acqua nebulizzata, abbattano ulteriormente la polverosità.

I nastri trasporto carbone, dal porto ai depositi e dai depositi verso la sezione 3 dell'impianto, hanno una lunghezza complessiva di circa 2.200 metri e una capacità di trasporto di 1100 t/h. I nastri sono allocati all'interno di «tunnel» completamente chiusi, per prevenire la diffusione delle polveri e possibili sporcamenti lungo il percorso. I nastri sono collegati da otto torri di smistamento e di rinvio, anch'esse dotate di sistemi per prevenire la dispersione di polveri; per evitare completamente la dispersione di polveri di carbone, alcune torri, poste in prossimità dei confini dell'impianto, sono completamente chiuse.

Approvvigionamento e stoccaggio Olio Combustibile Denso (OCD)

L'olio combustibile viene scaricato dalle petroliere mediante le pompe di bordo (con una portata di 1.000 t/h) e trasferito, senza stoccaggio in zona portuale, al deposito della centrale costituito da quattro serbatoi, due da 50.000 m³ e due da 30.000 m³.

Le aree portuale in cui si effettua lo scarico dell'OCD sono dotate di sistemi di contenimento atti a fronteggiare eventuali versamenti di combustibile in modo da prevenire gli inquinamenti del sottosuolo e delle acque portuali.

L'oleodotto di trasferimento, collocato in gran parte lungo lo stesso percorso del

Figura 22

Deposito di carbone in Val Bosca; dispositivo fog cannon per l'abbattimento delle polveri di carbone



nastro carbone, ha uno sviluppo complessivo di circa 3 km, ha diametri di 12 e 16 pollici ed è adeguatamente coibentato e riscaldato. Le tubazioni hanno una disposizione prevalentemente superficiale a vista, i tratti interrati sono stati completamente inseriti in cunicoli di protezione ispezionabili. La possibilità di ispezionare i tratti interrati di oleodotto e l'adozione di procedure di sorveglianza hanno praticamente annullato il rischio di contaminazione del suolo.

Approvvigionamento e stoccaggio del gasolio

Il gasolio destinato alla produzione di energia viene utilizzato solo nelle caldaie ausiliarie e per alimentare le cosiddette torce pilota della terza unità. Il gasolio necessario è approvvigionato tramite autobotti ed è stoccato in un serbatoio della capacità di 300 m³.

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

Approvvigionamento del gas naturale

Il gas naturale proviene dalla rete di distribuzione SNAM, collegata all'impianto tramite un apposito gasdotto che termina in centrale con una stazione di riduzione della pressione. Oltre alle apparecchiature di riduzione della pressione e di riscaldamento del gas, nella stazione di decompressione trovano posto i contatori di misura del gas consumato, regolarmente tarati e controllati. L'impianto di riscaldamento serve a compensare il calore assorbito dal gas in espansione.

Il rendimento energetico

È noto che il calore è la forma di energia meno pregiata. Ciò comporta, ad esempio, che mentre è sempre possibile trasformare totalmente in calore 1 kWh di energia elettrica, ottenendo 860 kcal, non sarà mai possibile ottenere da 860 kcal, 1 kWh di energia elettrica. In altre parole disponendo di una certa quantità di calore non è possibile in nessun modo trasformarlo tutto in energia elettrica, ma è possibile solo trasformarne una parte. La misura di quanto calore sia possibile trasformare in energia elettrica attraverso un impianto termoelettrico è fornita dal rendimento energetico dell'impianto che rappresenta semplicemente la percentuale di calore trasformata in energia elettrica e immessa in rete, rispetto al calore ottenuto dal combustibile bruciato. Nelle applicazioni industriali i valori di rendimento più elevati si attestano intorno al 60%.

Il rendimento è tanto più alto quanto più alta è la temperatura del fluido in ingresso alla turbina, pertanto varia notevolmente in relazione al tipo di impianto e alle tecnologie usate dai costruttori. I valori di rendimento più alti si raggiungono con i cicli combinati, mentre con gli impianti a vapore tradizionale possono essere raggiunti valori inferiori. Nella centrale della Spezia il rendimento massimo delle due sezioni a ciclo combinato è infatti circa pari al 55%, quello della sezione 3, che opera con un ciclo a vapore di tipo tradizionale, è circa pari

al 39%. La maggior parte del calore non trasformato deve essere smaltito attraverso le acque di raffreddamento.

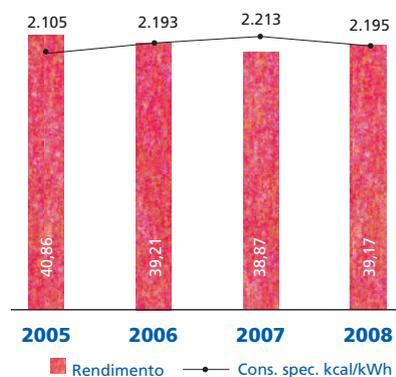
Nelle condizioni di funzionamento reale il rendimento può essere più basso di quello ottimale per una serie di ragioni tra le quali devono essere considerate anche quelle ambientali: la temperatura dell'aria, la pressione atmosferica, la temperatura dell'acqua di mare.

L'aumento della temperatura dell'acqua di mare è una causa importante di perdita di rendimento; tanto più è bassa la temperatura dell'acqua di raffreddamento in uscita dall'impianto tanto più alto sarà il rendimento.

Naturalmente incidono in maniera sensibile sul rendimento gli autoconsumi elettrici per l'alimentazione dei macchinari e dei servizi d'impianto, la qualità della combustione, le condizioni di degrado dei macchinari. Rispetto al valore ottimale, in assenza di guasti significativi del macchinario, il rendimento può ridursi di qualche frazione di punto percentuale. Mantenere alto il rendimento è un impegno continuo di tutto il personale. Un basso scostamento del rendimento dal valore ottimale è uno dei fattori di eccellenza che caratterizzano la conduzione di un impianto termoelettrico. La perdita di una frazione di punto percentuale del rendimento rappresenta sempre una perdita economica rilevante.

Il rendimento complessivo d'impianto, calcolato considerando l'energia elettrica immessa in rete e il calore totale ottenuto dai combustibili bruciati, è mostrato nel grafico 18. Le variazioni di rendimento sono essenzialmente dovute al livello di funzionamento delle tre unità (l'unità 3 a carbone ha rendimento minore) e alla modalità di utilizzo in relazione alle esigenze della rete elettrica nazionale; infatti negli ultimi anni, sono state richieste erogazioni di potenza inferiori a quella nominale, ciò comporta un funzionamento con rendimenti più bassi rispetto al valore ottimale.

Grafico 18
**Rendimento energetico
e consumo specifico**



Nel grafico è anche riportato l'indicatore consumo specifico, vale a dire il consumo di calore per ogni kWh prodotto. L'indicatore è un numero inversamente proporzionale al rendimento ($\text{Consumo specifico} = 100 \cdot 860 / \text{rendimento}$).

Nella pratica di esercizio si usa il consumo specifico per tenere sotto controllo il rendimento energetico semplicemente perché è di uso più facile in quanto gli scostamenti sono rappresentati da numeri interi e, sapendo il costo delle calorie acquistate con il combustibile, il conteggio economico delle perdite è immediato. Attraverso un complesso sistema di misura dei parametri di processo (pressioni, temperature, portate) direttamente acquisiti da un elaboratore elettronico capace di calcolare il consumo specifico istantaneo e l'incidenza di ciascuna causa di scostamento, l'operatore ha informazioni in tempo reale per apportare le correzioni opportune all'assetto d'impianto e per richiedere tempestivamente eventuali necessari interventi di manutenzione. Mantenere basso il consumo specifico significa utilizzare meno combustibile per immettere in rete la stessa quantità di energia, quindi significa avere un miglior ritorno economico e minori emissioni inquinanti.

La diminuzione negli anni del rendimento complessivo della centrale è dovuta al progressivo aumento percentuale dell'utilizzo della sezione a carbone che ha un rendimento inferiore rispetto a quello dei cicli combinati.

Utilizzo delle acque

L'impianto usa acqua di mare prelevata dal golfo per il raffreddamento e per la produzione di acqua dissalata mediante impianti a osmosi inversa. La quantità di acqua marina utilizzata per il raffreddamento corrisponde a quella scaricata. L'impianto a osmosi inversa è in grado di produrre fino a 150 m³/h di acqua dissalata.

Nonostante la produzione di acqua dissalata per la copertura del fabbisogno di acqua dolce si ricorre al prelievo di acqua dall'acquedotto consortile intercomunale e alle acque di falda mediante quattro pozzi situati a est dell'area d'impianto. I pozzi sono stati regolarmente denunciati secondo le pertinenti disposizioni del D.Lgs. 12/07/1993, n. 275 e della successiva Legge 36/94 (legge Galli).

Il grafico 19 mostra i prelievi di acqua dolce, da acquedotto e da pozzi, e l'indicatore in litri/kWh relativo all'acqua da acquedotto. Il grafico evidenzia per il 2008 una riduzione dei prelievi da acquedotto in coerenza con gli obiettivi assegnati.

L'acqua dolce occorre per produrre il vapore, per i lavaggi industriali, per attivare il processo di desolfurazione, per i servizi antincendio e, in misura minore, per i servizi generali. Sul consumo di acqua pertanto incide in maniera sensibile il funzionamento della terza unità a causa del desolfatore.

Una parte del fabbisogno viene coperta anche attraverso il recupero quasi totale delle acque reflue utilizzate dopo il trattamento di depurazione. Si tratta sia delle acque trattate dall'impianto di disoleatura che dall'impianto chimico.

Il grafico 20 mostra il fabbisogno complessivo di acqua dolce, inteso come somma dei prelievi da acquedotto e da pozzo e dell'acqua desalinizzata autoprodotta nonché delle acque recuperate dopo il trattamento.

Nel campo del risparmio idrico sono state intraprese importanti attività che tendono a ridurre il consumo di acqua dolce prelevata e incrementare il consumo di acqua recuperata; il risultato è comunque influenzato da molteplici fattori esterni e interni, in considerazione anche del fatto che la sezione 3, a parità di produzione, consuma quantitativi notevolmente maggiori di acqua. Ciò è evidenziato dal grafico 20 in cui sono riportati anche i quantitativi di acqua ottenuta dall'impianto di osmosi e dal riutilizzo dei reflui.

Grafico 19

Prelievi di acqua

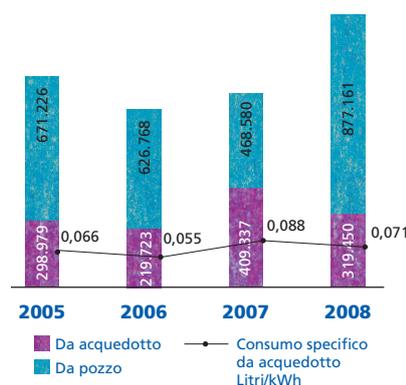
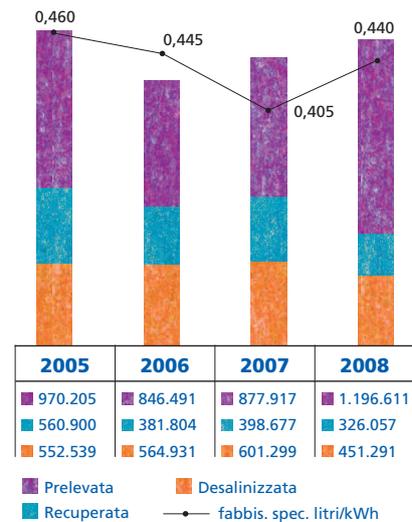


Grafico 20

Fabbisogno idrico totale e specifico



Utilizzo di materiali e sostanze

Qualità e quantità delle sostanze e dei materiali utilizzati non richiedono le misure gestionali previste dall'applicazione del decreto legislativo 334/1999 "controllo dei pericoli di incidenti rilevanti" (la cosiddetta legge Seveso) e dei provvedimenti di aggiornamento successivi. Tuttavia l'utilizzo di materiali e sostanze è tenuto sotto controllo mediante inventario e la gestione delle "Schede di Sicurezza" predisposte dai produttori secondo precise disposizioni di legge. Attraverso l'adozione di una apposita procedura si tende, quando possibile, a evitare l'acquisto di nuove sostanze e materiali pericolosi per l'uomo e per l'ambiente e a eliminare o ridurre l'impiego di quelle già in uso. Per tutte le

fasi di gestione delle sostanze, vale a dire approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione interna, impiego finale, la procedura stabilisce anche modalità operative volte a garantire la prevenzione degli incidenti e la salute e la sicurezza dei lavoratori, nonché i criteri comportamentali per fronteggiare le situazioni di emergenza che possono conseguire a versamenti e dispersioni accidentali.

Figura 23

Impianto di stoccaggio ammoniaca



Tutti i serbatoi di stoccaggio di sostanze liquide sono disposti entro bacini o vasche di contenimento, i cui sistemi di drenaggio convogliano eventuali perdite e le acque meteoriche di dilavamento verso l'impianto di trattamento delle acque reflue. Eventuali perdite non hanno quindi alcun effetto ambientale interno e tanto meno esterno. Le sostanze polverulente sono contenute entro silos dotati di sistemi filtranti, capaci di trattenere emissioni significative di polveri.

Utilizzo di reagenti per la depurazione dei fumi

L'abbattimento dell'anidride solforosa richiede calcare finemente polverizzato che dopo la reazione si trasforma in gesso che è direttamente utilizzabile per la produzione di cemento o di manufatti per l'edilizia. In seguito al felice esito di un progetto innovativo di miglioramento ambientale, il calcare in polvere è stato completamente sostituito dalla marmettola, che è un sottoprodotto della lavorazione del marmo. Per questo progetto, ideato e realizzato nella centrale della Spezia, Enel ha ricevuto un importante riconoscimento da Legambiente e Regione Lombardia.

Per l'abbattimento degli ossidi di azoto si utilizza l'ammoniaca, che reagendo in presenza di un catalizzatore forma azoto molecolare e acqua.

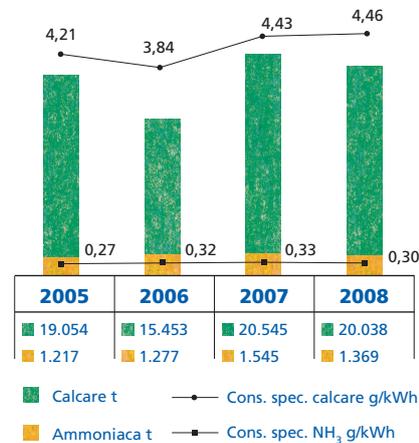
L'ammoniaca usata, approvvigionata tramite autobotti, è contenuta in una soluzione acquosa con concentrazione inferiore al 25%. Ciò consente di limitare fughe di ammoniaca; la zona di scarico delle autobotti è idonea per far fronte a

eventuali fughe, una apposita istruzione operativa regola la fase di scarico. L'area di stoccaggio dell'ammoniaca è costituita da due serbatoi della capacità di 500 m³ ciascuno, mantenuti in cappa d'azoto; è monitorata con sensori che rilevano eventuali fughe di ammoniaca ed è dotata di efficienti reti di spruzzatori d'acqua, per l'eventuale abbattimento.

Il grafico 21 riporta i dati di consumo dei due materiali. Il consumo specifico è riferito alla produzione della sezione 3.

Grafico 21

**Consumo di sostanze
per la depurazione dei fumi**



Utilizzo di reagenti per il trattamento e depurazione delle acque

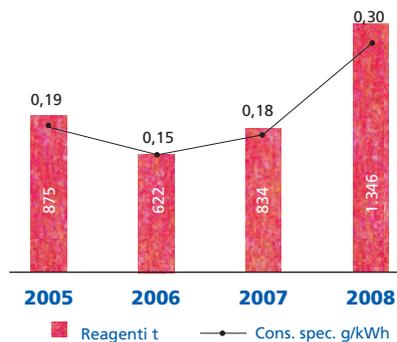
Per il controllo dei fenomeni corrosivi è necessario condizionare chimicamente le acque che circolano all'interno delle tubazioni e apparecchiature che compongono il ciclo termico di produzione. In passato si utilizzava a tale scopo l'idrazina (quale forte riducente), oggi il trattamento attuato è diverso, si usa ossigeno sulla sezione 3 e ammoniaca sulle sezioni 1 e 2.

Per limitare la formazione del "fouling marino" nei condensatori e nei canali di prelievo e restituzione dell'acqua di mare di raffreddamento si utilizza come già detto ipoclorito di sodio. I reagenti usati per il trattamento di depurazione delle acque di processo sono, in maniera preponderante, l'acido cloridrico, la soda caustica e la calce, e in misura notevolmente minore il solfuro di sodio, il cloruro ferrico e ferroso e materiale polielettrolita. Il consumo complessivo di reagenti è mostrato nel grafico 22, un maggiore dettaglio dei consumi è riportato invece nella tabella 14. L'incremento di consumo specifico nell'anno 2008, rilevabile dal grafico, è dovuto essenzialmente alle attività di manutenzione straordinaria sull'unità 3 e all'entrata in esercizio dell'impianto di trattamento dei reflui del Desolfatore (SEC). Con l'unità ferma permane la necessità di trattamento delle

acque, ma diminuisce la produzione complessiva di energia dell'impianto, ne consegue l'aumento del rapporto g/kWh.

Grafico 22

**Consumo complessivo e specifico
dei reagenti per il trattamento
e la depurazione delle acque**



Materiali e sostanze per il funzionamento dei macchinari e delle apparecchiature

Per il funzionamento dei macchinari e delle apparecchiature sono necessarie diverse sostanze gassose (gas compressi).

- L'idrogeno è impiegato come fluido di raffreddamento dei turboalternatori a vapore delle tre sezioni. Esso viene stoccato in quattro pacchi bombole (uno in tampone e gli altri tre di riserva) della capacità di 200 Nm³ di gas ciascuno (25 bombole da 40 litri) poste in una fossa definita "fossa idrogeno". La fossa è dotata di tetto mobile (copertura scorrevole antiesplorazione), di un dispositivo per l'allagamento della fossa stessa e di un sistema di nebulizzatori d'acqua con finalità antincendio, secondo la normativa vigente.

Per evitare il mescolamento dell'idrogeno con l'aria, che può dare luogo a una miscela esplosiva, durante le fasi di riempimento e svuotamento del circuito idrogeno del turboalternatore si usa come gas di lavaggio l'anidride carbonica (CO₂). Lo stesso gas è usato nei sistemi antincendio.

- L'azoto gassoso, contenuto in bombole, è impiegato per l'eventuale conservazione a secco della caldaia.

Per lo stoccaggio dell'ammoniaca è necessario mantenere azoto in pressione al di sopra del pelo libero della soluzione; a tale scopo si utilizza azoto liquido contenuto in un serbatoio "tipo Dewar" da 3.210 litri.

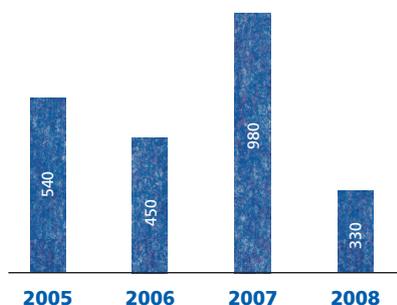
- Come gas dielettrico in molteplici apparecchiature elettriche si usa l'esaffluoruro di zolfo: si tratta di un gas che provoca effetto serra in modo più intenso dell'anidride carbonica. Le quantità emesse sono comunque molto ridotte.

Gli interruttori in esafluoruro di zolfo sono mantenuti da apposite ditte specializzate. Il quantitativo totale presente è circa 8 t.

Il reintegro è effettuato con l'utilizzo di bombole da 40 kg e il recupero del gas, effettuato durante le manutenzioni per impedirne la diffusione in atmosfera, può essere seguito dal riutilizzo, in loco o da parte della ditta che effettua la manutenzione.

L'aumento del consumo di SF6 nel 2007 è dovuto a un guasto che ha interessato una parte di impianto in comune ai due cicli combinati non riparabile in servizio. Si è quindi dovuto attendere l'autorizzazione all'arresto degli impianti da parte del Gestore Unico della Rete Elettrica.

Grafico 23
Consumo di SF6



Le macchine hanno bisogno di oli lubrificanti e i trasformatori elettrici di oli dielettrici. Tra gli oli dielettrici in passato sono stati utilizzati anche oli contaminati da PCB come di seguito illustrato.

Oli contenenti PCB

I PCB (policlorobifenili), sono sostanze chimiche clorate che, per le loro caratteristiche dielettriche e di resistenza alla combustione, sono state utilizzate in passato per ottenere oli dielettrici di alta qualità da impiegare in trasformatori e altre apparecchiature elettriche. La nocività di tali sostanze per la salute e per l'ambiente ha comportato l'emanazione di leggi sempre più restrittive per il loro utilizzo. L'eliminazione progressiva di tutte le apparecchiature contenenti PCB dalla centrale della Spezia si è completata nel 2003. Le apparecchiature rimosse sono state conferite a ditte specializzate autorizzate per lo smaltimento.

Materiali per la manutenzione

Per le attività di manutenzione e per svolgere analisi chimiche sono usati gas tecnici, quali: azoto, protossido di azoto, ossigeno, argon, acetilene, propano. Si tratta di quantitativi limitati (vedi tabella 14) che hanno complessivamente un impatto ambientale trascurabile. Tuttavia anche la gestione di questi materiali è oggetto della massima attenzione ai fini della sicurezza degli ambienti di lavoro.

Tabella 14

Elenco delle sostanze utilizzate nel ciclo produttivo e nelle attività di manutenzione

			2005	2006	2007	2008
Trattamento e depurazione acque	Acido cloridrico	t	159	109	137	173
	Soda caustica	t	105	50	8	107
	Calce idrata	t	398	214	413	748
	Altre sostanze	t	27	0	1	31
	Ipclorito di sodio	t	186	234	274	286
Materiali per la manutenzione	Gas liquefatti	t	22	22	18	29
	Gas compressi	m ³	8.466	1.302	17.943	27.010
	Olio lubrificante	t	14	10	18	41

I consumi dei materiali per la manutenzione sono ovviamente legati al volume delle attività che può risultare notevolmente variabile di anno in anno.

Per il 2008 incidono sui valori le importanti attività di manutenzione condotte sull'unità 3 a carbone.

Questioni locali e trasporti**(diffusione di gas vapori e polveri, rumore, impatto visivo, ecc.)****Gestione dei materiali contenenti amianto**

Attualmente in centrale non sono presenti materiali contenenti amianto compatto (eternit), la cui dismissione si è conclusa nel 2003, ma permangono materiali contenenti amianto in alcune coibentazioni.

L'amianto, fibra minerale naturale, era ed è utilizzato come coibente per isolare parti degli impianti. I coibenti contaminati da amianto sono stati inizialmente censiti sulla base di precise disposizioni di legge. La mappa risultante dal censimento è stata mantenuta aggiornata in relazione agli interventi di rimozione effettuati. Sull'impianto le parti contenenti amianto sono state fisicamente contrassegnate con apposita colorazione.

A seguito del DM del 06.09.94 e in conformità alla delibera regionale Liguria n. 567 del 06/03/98, è stata effettuata la prima notifica alla ASL competente dei quantitativi di amianto presenti sugli impianti.

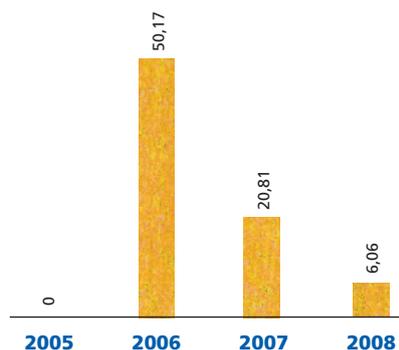
Dal 1998 al 2002 sono stati complessivamente rimossi e smaltiti secondo le disposizioni di legge 950 tonnellate di materiali contaminati da amianto, provenienti in maniera preponderante dalle demolizioni delle preesistenti unità 1 e 2, trasformate in ciclo combinato. La situazione, consolidatasi dopo gli interventi di modifica degli impianti, è stata notificata alla ASL competente nel 2002. A quella data erano ancora presenti circa 1.400 m³ di materiali contaminati in matrice friabile, nelle coibentazioni del parco nafta, in quelle della caldaia e delle tubazioni vapore delle sezioni 3. La bonifica della caldaia e delle apparecchiature accessorie dell'unità 4 prima della demolizione e le successive azioni di sostituzione degli isolanti hanno portato alla situazione attuale in cui

sono ancora presenti 4.350 metri di tubazioni e 180 m² di superfici con coibenti contenenti amianto friabile.

Il trend delle rimozioni negli ultimi anni è mostrato nel grafico 24.

Grafico 24

Quantitativi di coibente contaminato da amianto rimossi



Prevenzione della dispersione delle fibre negli impianti

L'assenza di dispersioni di fibre di amianto da materiali impiegati su parti di impianto in esercizio viene preventivamente assicurata tramite il monitoraggio periodico dello stato di conservazione delle coibentazioni. Si applica una procedura opportunamente valicata (Enel Index). L'applicazione di tale procedura fornisce il valore di un indice che dà indicazioni sullo stato di conservazione della coibentazione stessa e che, quindi, permette di individuare preventivamente la possibilità di dispersione di fibre nell'ambiente; ciò consente di programmare l'azione più idonea a prevenire la dispersione mediante rimozione o incapsulamento della parte interessata. Le schede Enel Index sono conservate presso l'archivio Sicurezza.

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

La rimozione di tali materiali si effettua in occasione di modifiche o di altri interventi manutentivi sulle parti di impianto interessate o quando a seguito dell'applicazione della procedura di cui sopra si evidenzia la necessità di rimozione.

Le attività di rimozione sono state affidate a ditte specializzate e autorizzate che agiscono secondo un piano di sicurezza approvato dalle autorità competenti.

Impatto visivo

Impatto visivo dovuto dalla presenza delle strutture dell'impianto

L'incidenza dovuta alla presenza della centrale sul paesaggio e sul territorio sono analizzate dallo "Studio di valutazione dell'impatto territoriale e paesaggistico della centrale Enel della Spezia", (1990); lo studio elabora anche un algoritmo numerico che attribuisce a questo impatto un valore di 1,38% che costituisce un rapporto assai modesto nei confronti dello sviluppo urbano totale. In merito all'evoluzione dell'impatto visivo della centrale sul paesaggio a seguito degli interventi di adeguamento ambientale, è importante sottolineare che la volumetria edificata complessiva non ha subito sostanziali variazioni, poiché sono state realizzate nuove parti di impianto e demolite altre parti esistenti. Tuttavia un importante miglioramento dell'impatto visivo sul paesaggio si è verificato dalle attività svolte, come la demolizione della ciminiera della sezione 3, la demolizione della caldaia, dei condotti fumi e del filtro elettrostatico della sezione 4, la riduzione delle linee elettriche che collegano l'impianto alla stazione elettrica esterna. Inoltre sono partiti a fine 2008 gli interventi di mitigazione visiva dell'oleodotto e carbodotto (arredo vegetazionale) previsti dalla Convenzione con il Comune della Spezia.

Impatto visivo per opacità dei fumi emessi dai camini principali

Questo aspetto, che è stato praticamente risolto con l'adeguamento ambientale, potrebbe verificarsi solo in condizioni non normali e/o di emergenza. In particolare, il vapore acqueo, generato dal processo di combustione, in determinate condizioni meteorologiche (calma di vento, umidità atmosferica elevata, bassa temperatura) condensa rapidamente formando una nube sopra l'impianto. Tale fenomeno non sottende alcun inquinamento atmosferico anche se, data la sua visibilità, è oggetto di sensibilità locale. L'aspetto è stato oggetto di particolare attenzione durante l'esercizio della centrale nel periodo transitorio precedente l'ambientalizzazione dei gruppi, durante il quale è stato controllato con una particolare procedura, approvata dalle Autorità Locali, che ha stabilito le modalità di intervento.

Impatto visivo per la formazione di schiuma nelle acque di mare scaricate

Il fenomeno, di origine naturale, è causato dalla fioritura algale e dall'attività riproduttiva dei micro organismi marini nel periodo primaverile ed estivo, favorito dall'agitazione delle acque. La formazione di schiuma si previene con un sistema di abbattimento a pioggia, che la disgrega già nel canale di restituzione all'interno della centrale, prima dello scarico.

Impatto visivo dovuto alla torbidità delle acque di mare scaricate

Le operazioni di attracco delle navi al pontile Enel possono provocare, in talune situazioni, la rimozione del limo dal fondo con conseguente intorbidimento delle acque nel tratto di mare antistante l'opera di presa. Tale fenomeno può essere

provocato anche dalle navi che operano per conto terzi o che attraccano ai pontili limitrofi. Le acque torbide sono prelevate dai canali dell'acqua condensatrice e conseguentemente restituite al diffusore di scarico con un alto contenuto di torbidità residua. Il fenomeno è ampiamente conosciuto e controllato da ARPAL. In ogni caso non sono mai stati rilevati valori di torbidità superiori ai limiti di legge.

Emissioni sonore

Gli impianti della centrale Eugenio Montale sorgono sui territori dei comuni della Spezia e di Arcola (SP). Questi comuni, rispettivamente nel mese di ottobre 1997 e nel mese di maggio 2000, hanno provveduto alla classificazione acustica del territorio secondo il DPCM 14 novembre 1997 (decreto applicativo della legge quadro sull'inquinamento acustico n. 447 del 1995). Le classi previste dal DPCM sono quelle indicate a margine della figura 24, come meglio spiegato nella scheda di approfondimento n. 4.

Tutta la zona circostante la centrale è industrializzata, tuttavia il Comune della Spezia ha ritenuto di dover proteggere acusticamente due aree circoscritte classificandole in classe I. Si tratta del monte Valdilocchi collocato nella zona sud ovest dell'impianto e di un isolato situato nella zona retroportuale, costituito essenzialmente dalla Chiesa di Fossamastra e dalla scuola Don Mario Scarpato. Le pertinenze Enel in ambito portuale, i parchi carbone di Val Bosca e Val Fornola e gran parte delle aree interne al confine della proprietà di Enel, sono state classificate in classe VI. Le aree in classe VI sul lato est dell'impianto sono relative ai complessi industriali OTO Melara e S. Giorgio.

Le parti della proprietà Enel non classificate in classe VI cadono lungo il confine sud nel Comune della Spezia, e lungo il confine ovest nel Comune di Arcola; queste aree sono state in gran parte assegnate alla classe V (aree prevalentemente industriali). Una situazione particolare si è concretizzata a sud ovest dell'impianto in prossimità del carbonile di Val Bosca dove le classi intermedie tra la VI e la I sono molto ristrette e il confine dell'impianto Enel, nei confronti della propagazione sonora, praticamente coincide con il confine dell'area in classe I.

La situazione acustica sopra descritta è stata esaminata con l'Ufficio Ambiente e Igiene Urbana del Comune della Spezia. Il Comune infatti, oltre che per la classificazione acustica del territorio, è competente anche per la definizione di eventuali piani di risanamento acustico. Questi piani possono risultare necessari, quando a seguito della suddetta classificazione acustica le preesistenti destinazioni d'uso dei territori determinano l'impossibilità di rispettare i previsti limiti di zona. Il piano di risanamento individua i soggetti interessati le priorità, le modalità e i tempi nonché le eventuali misure urgenti per tutelare l'ambiente e la salute pubblica.

L'esame, svolto anche sulla base di altri dati e informazioni dell'Ufficio Ambiente, ha confermato che il clima acustico della zona è generalmente soddisfacente e,

comunque, che l'impatto della centrale è compatibile con la classificazione acustica adottata, fatta eccezione nell'area critica a sud ovest dell'Impianto (vedi cerchietto giallo in figura 24). Per quanto riguarda quest'ultima area il Comune ha ritenuto, in conformità ai dettati della legge quadro sul rumore, di poter modificare la zonizzazione acustica per tener conto della preesistente presenza dell'impianto, senza per questo creare pregiudizio per la tutela dell'ambiente e della salute pubblica. Ciò in considerazione del fatto che l'area critica ha dimensioni ristrette, non interessa strutture residenziali o di pubblica fruizione, ed è dislocata all'interno di una vasta zona a prevalente destinazione industriale. Infatti nella zona contigua alle pendici del Monte Valdilocchi, oltre al carbonile Enel, sono presenti la discarica comunale CIR, la discarica della vecchia marina, la discarica di monte Montada e la discarica Saturnia. Per contro Enel si è impegnata e ha eseguito interventi di insonorizzazione per migliorare il clima acustico interno della scuola situata nella zona retroportuale all'interno dell'altra area di classe I già sopra citata. Gli impegni assunti da Comune ed Enel sono stati inseriti nella convenzione sottoscritta il 21 gennaio 2001.

I tempi tecnici necessari all'Amministrazione comunale per procedere alla modifica della zonizzazione acustica si sono sovrapposti al procedimento di registrazione EMAS, tanto che in occasione della verifica di conformità legislativa condotta dall'ARPA Liguria, ai fini della predetta registrazione, i funzionari non hanno trovato riscontri ufficiali dell'azione del Comune diversi dall'impegno riportato nella predetta convenzione. L'ARPA ha segnalato la situazione al Comitato Ecolabel Ecoaudit.

Il Comitato ha esaminato attentamente la problematica congiuntamente all'APAT, al Verificatore ambientale accreditato (Certiquality), all'ARPA Liguria e a Enel. Il Comitato ha ritenuto di procedere alla registrazione EMAS del sito, in conformità a quanto disposto dall'art. 6 comma 6 del regolamento CE n. 761/2001, solo dopo aver ricevuto la comunicazione ufficiale da parte del Comune.

La nuova zonizzazione acustica, adottata dal Comune della Spezia e che accoglie le modifiche richieste da Enel, è in attesa dell'approvazione definitiva da parte della Provincia della Spezia.

Enel ha già provveduto a eseguire gli interventi di insonorizzazione della scuola di Fossamastra, secondo un progetto definito in accordo con il Comune della Spezia.

A seguito dell'installazione di tre nuove apparecchiature per l'abbattimento delle polveri di carbone nel carbonile Val Bosca, avvenuta nell'anno 2008, sono state effettuate nuove misure di rumore per valutare la variazione delle emissioni sonore nell'area interessata. Le misure hanno verificato che le emissioni sonore non provocano il superamento dei limiti di emissione consentiti.

Figura 24

Zonizzazione acustica dell'area e isofoniche calcolate dal modello matematico per il campo acustico notturno dell'impianto



	AZICOI
Dirigente	
Esercizio Ambiente Sicurezza	
Controller	
Personale	
Supporto Tecnico	
Area Gr. 1-2	
Area Gr. 3	
Area Acque e Servizi	
Area Operativa Tecnica	
Archivio Ambientale	
Archivio Tecnico	
B E F	
CAA - APG	



COMUNE DELLA SPEZIA

DIPARTIMENTO 2 - SERVIZI TECNICI E OPERE PUBBLICHE
AMBIENTE ED IGIENE URBANA

Prot. 81801

Li, 4 OTT. 2005

OGGETTO: Stato della pratica relativa alla modifica di zonizzazione acustica in relazione alla certificazione ambientale Centrale Termoelettrica ENEL La Spezia.

Al Serv. Certificazione Ambientale
 Settore EMAS - APAT
 Via Vitaliano Brancati, 48
 00147 - ROMA
 Att.ne dr.ssa M. Chiara Caponi
 Anticipata telefax 06 - 50072078

E, p.c. All'ENEL Produzione C.T.
 Via Valdilocchi - LA SPEZIA

In relazione all'oggetto si illustra lo stato della pratica successivo a quanto già evidenziato ad ENEL Produzione nella nota 29051 del 13.4.05.

L'ufficio scrivente ha attivato il Forum per illustrare la modifica della zonizzazione acustica e il nuovo regolamento acustico.

Sono pervenute al riguardo numerose osservazioni di comitati e associazioni nonché i dovuti pareri delle Circoscrizioni comunali che sono attualmente al vaglio dell'ufficio.

La procedura partecipativa adottata richiede attualmente l'indizione di un ulteriore Forum nel quale illustrare gli esiti dell'istruttoria e successivamente un definitivo passaggio nella commissione consiliare competente da indire entrambi quanto prima.

Si rileva che nessuna delle osservazioni pervenute hanno comunque inciso sulla zonizzazione per quanto attiene le aree dell'ENEL, dando atto comunque che già la prima stesura della modifica teneva conto delle esigenze produttive della Termocentrale, sia pure con garanzia sanitaria per la residenza.

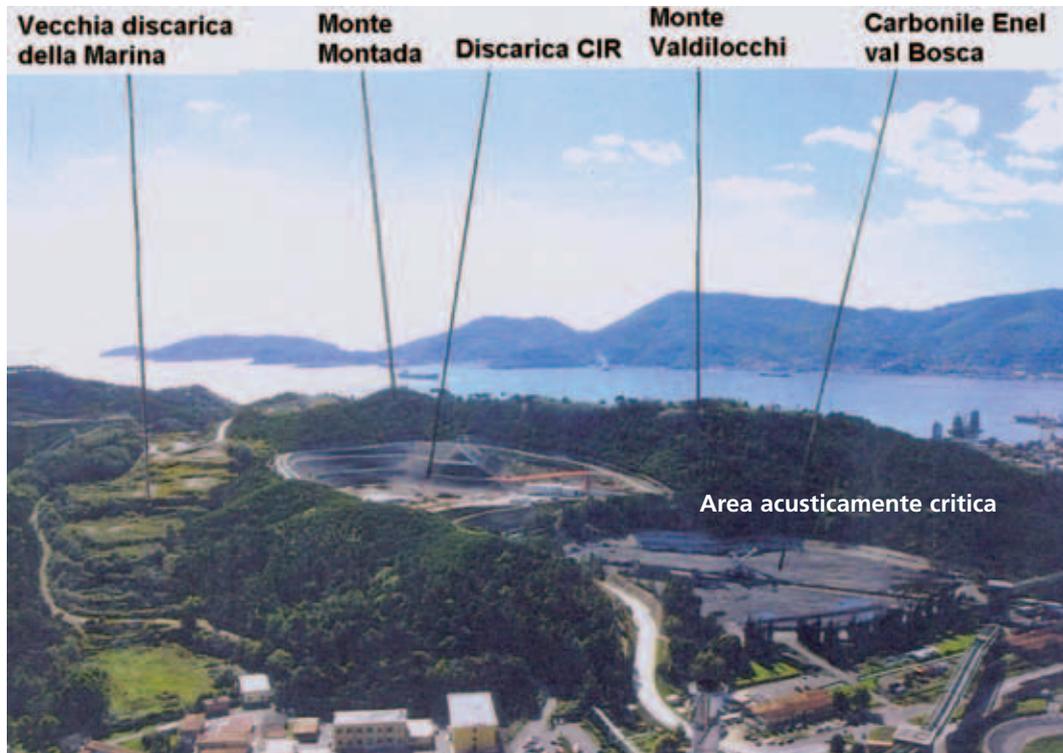
Da ultimo si evidenzia anche la necessità di verificare se l'intera procedura di approvazione della modifica della classificazione acustica e dell'adozione del regolamento acustico debbano trovare particolari aggiustamenti in relazione alla pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale del 23.9.05 del D. Lgs. 194 anche se è verosimile che neppure questo aspetto possa incidere in maniera sostanziale sulla zonizzazione acustica individuata nella modifica, relativamente all'area ENEL.

IL DIRIGENTE

(avv. M. Teresa Lusignani)

Figura 26

Vista verso sud-ovest dalla ciminiera della centrale



Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza

Il funzionamento di macchine e di apparecchiature elettriche a corrente alternata a una frequenza di 50 oscillazioni al secondo (50 Hz), come è quella usata nelle applicazioni industriali e domestiche, genera campi elettrici e campi magnetici: queste perturbazioni rimangono confinate nell'intorno delle apparecchiature elettriche e lungo le linee di trasmissione. Queste perturbazioni non hanno capacità ionizzanti e pertanto entro i valori di esposizione raccomandati – intensità e tempi – non sono in grado di produrre effetti biologici.

La disciplina generale per la protezione dalle esposizioni ai campi elettrici, magnetici è contenuta nella legge quadro 36 del 22 febbraio 2001. Questa legge ha dato origine ai due decreti applicativi, di seguito citati, che sono volti alla protezione della popolazione. Invece, per la protezione dei lavoratori e delle lavoratrici, la norma è ancora in evoluzione.

Per le installazioni elettriche a frequenza di rete i limiti di esposizione previsti dal DPCM 08/07/2003 (Pubblicato nella Gazz. Uff. 29 agosto 2003, n. 200) sono 100 μ T (micro Tesla) per l'induzione magnetica e 5 kV/m (chilovolt per metro) per il campo elettrico. Inoltre è stato fissato il valore di attenzione di 10 μ T a titolo di misura di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine, eventualmente connessi con l'esposizione ai campi magnetici, nelle aree gioco

per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere. Questo valore deve essere raggiunto anche con interventi di risanamento nei tempi e nei modi che saranno previsti per legge.

I valori di campo elettrico al suolo dipendono essenzialmente dalla geometria delle installazioni (distanze dal suolo) e dal valore di tensione, l'induzione magnetica dalle intensità della corrente che attraversa i conduttori: entrambi i parametri si riducono sensibilmente con la distanza dai conduttori.

Una campagna di misure effettuata nel 2002 mostra che all'interno dell'impianto, valori superiori ai suddetti limiti applicabili alla popolazione in generale vengono superati solo in un numero ristretto di punti a ridosso del macchinario elettrico di maggiore potenza o delle parti ad alta tensione più vicine al suolo (quattro punti, 2 con valori di campo magnetico di circa 300 μ T e 2 con valori nell'intorno di 100 μ T). Si tratta di punti cadenti in aree segnalate dove il personale non staziona e non passa se non per motivi occasionali. L'esposizione ai campi elettrici e magnetici dovuto alle installazioni elettriche di centrale è quindi un aspetto non significativo, potendosi escludere l'esposizione di popolazione residente e l'esposizione dei lavoratori. In attesa di norme specifiche, è attualmente comparabile a quella ammessa per la popolazione in generale.

Trasporti

I volumi di traffico generati dall'esercizio della centrale, con riferimento all'attività svolta nell'attuale assetto, sono riassunti nella tabella 15.

Tabella 15

Stima del traffico veicolare in ingresso e uscita dall'impianto

Traffico giornaliero dei veicoli leggeri	
Mezzi privati dipendenti (massimo)	200
Autovetture Enel	20
Autoveicoli industriali Enel	10
Autoveicoli industriali ditte	30
Traffico annuale dei veicoli pesanti	
Ceneri leggere	3.500
Gesso	1.200
Altri rifiuti	200
Calcare	1.000
Materiali chimici e vari	500

In sintesi: traffico su gomma leggero: circa 75.000 mezzi/anno (circa 260 veicoli/giorno); traffico su gomma pesante: circa 4.000 mezzi/anno.

Il traffico attribuibile all'attività della centrale è tuttavia scarsamente significativo in relazione a quello complessivo della zona. La viabilità limitrofa, in particolare, risente fortemente della movimentazione di mezzi pesanti, dovuto alle attività industriali e in special modo portuali.

Per ridurre comunque il numero di trasporti, è stata aumentata la concentrazione dell'ammoniaca in soluzione che viene costantemente approvvigionata e che è utilizzata per la denitrificazione dei fumi.

Impatti conseguenti a incidenti e situazione di emergenza

Sono stati esaminati gli incidenti prevedibili in concreto sulla base della pluriennale esperienza nel sito e di possibili analogie con altri impianti. Come già detto, l'impianto non rientra nell'ambito di applicazione D.Lgs. 334/1999 "controllo dei pericoli di incidenti rilevanti..." nota come legge Seveso. Tuttavia la centrale si è dotata di una procedura gestionale volta alla preparazione della risposta a eventuali incidenti anche sulla base delle esperienze occorse e sulla base della quale si preparano procedure e istruzioni per affrontare casi specifici. Gli incidenti presi in considerazione sono: gli incendi, compreso la possibile autocombustione del carbone stoccato nei parchi; i versamenti di olio combustibile nelle fasi di scarico e movimentazione, le perdite di olio dai trasformatori elettrici in caso di rottura degli involucri esterni di contenimento. Sono state valutate le condizioni di emergenza connesse a tale tipo di incidenti. Le azioni da porre in atto per affrontare tali situazioni sono state codificate nel piano di emergenza interno (PEI) in conformità alla normativa sulla sicurezza degli ambienti di lavoro. Risultano pertanto definiti i criteri comportamentali, le responsabilità e il personale specificamente incaricato per le azioni da svolgere. Le procedure di emergenza da applicare in ambito portuale sono state definite dalla Capitaneria di Porto della Spezia in due documenti: il "Piano antincendio del porto mercantile di La Spezia" e il "Piano operativo antinquinamento del mare causati da idrocarburi o da altre sostanze nocive". Rispetto a questi due piani, inoltre, il personale della centrale è stato formato e addestrato, secondo le norme vigenti e in collaborazione con i VVF per interventi in caso di incendio in ogni area del sito.

Incendi

Secondo la normativa di settore la centrale termoelettrica è un impianto ritenuto a rischio d'incendio, si dispone quindi dei necessari documenti di valutazione del rischio e del Certificato di Prevenzione Incendi.

I trasformatori di macchina sono tutti dotati di sistemi antincendio fissi a intervento automatico, che consentono di spegnere ogni principio di incendio.

I sistemi antincendio come previsti dal CPI sono regolarmente controllati e mantenuti in perfetta efficienza. Il rischio di autocombustione del carbone è limitato attuando particolari tecniche di compattazione del carbone stoccato: nel caso di inneschi di questo fenomeno si interviene attraverso una apposita rete di idranti.

Per fronteggiare gli incendi è sempre presente una squadra di emergenza antincendio composta da personale appositamente addestrato e munito di

attestato di idoneità rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco della Spezia.

In ambito portuale la Capitaneria di Porto della Spezia ha definito il "Piano antincendio del porto mercantile di La Spezia". Il personale Enel è stato debitamente addestrato per l'applicazione di questo piano in collaborazione con i Vigili del fuoco.

La centrale è dotata di Certificato Prevenzione incendi rilasciato dal Comando Provinciale dei VVF della Spezia prot. 3789/P pratica 63/1 del 6 ottobre 2004.

Il rinnovo è stato richiesto con documento prot. 4978 del 23.03.2009 e contestuale Dichiarazione di inizio attività prot. 5502 del 31.03.2009.

Il Comando Provinciale dei VVF della Spezia ha rilasciato inoltre Certificato Prevenzione incendi specifici per le attività di:

- Oleodotto (prot. 0284/P del 22.01.2002)
- centrale termica terminale marittimo (prot. 903 del 22.01.2008).

Perdite di olio dielettrico

I trasformatori che contengono olio sono disposti su vasche di contenimento che in caso di rottura dell'involucro possono contenere tutto l'olio della macchina. Le apparecchiature e i macchinari che vengono raffreddati con l'acqua di mare sono tutti a doppio circuito, vale a dire che l'acqua di refrigerazione effluente attraversa uno scambiatore che non raffredda direttamente l'olio ma un secondo circuito contenente acqua.

Perdite di olio combustibile

La possibilità che vi siano perdite durante il trasferimento dell'olio combustibile denso attraverso tratti di oleodotto è minima, in quanto si attuano sistemi di sorveglianza e ispezioni sullo spessore delle tubazioni e dei depositi.

Per le emergenze conseguenti a eventuali versamenti accidentali in ambito portuale, la Capitaneria di Porto ha il "Piano operativo antinquinamento del mare causati da idrocarburi o da altre sostanze nocive". Anche per questo piano il personale ha sostenuto un'adeguata azione formativa.

Impatti biologici e naturalistici (biodiversità e altre)

Lo scarico delle acque di raffreddamento comporta una perturbazione termica intorno all'opera di scarico collocata all'interno della rada portuale. La necessità di clorare le acque in alcuni periodi dell'anno per controllare il fouling marino comporta la presenza di cloro attivo residuale nelle acque marine rilasciate.

Un approfondito monitoraggio ambientale delle acque della rada della Spezia è stato effettuato (ai sensi dell'art.3, comma 2, della Legge 502/93) dal Presidio Multizonale di Prevenzione ASL della Spezia in collaborazione con l'Istituto

Nazionale per la Ricerca sul Cancro - IST di Genova, l'ENEA-CRAM e l'Università di Genova. Il programma di monitoraggio ha interessato due anni, 1994 e 1995, durante i quali sono state svolte ricerche sulle eventuali conseguenze dello scarico nella biofauna marina. Dalla relazione di sintesi è emerso che il golfo della Spezia è soggetto a fenomeni di inquinamento derivanti sia da attività portuali e industriali che da reflui civili e che lo scarico della centrale non provoca alterazioni significative e permanenti dell'ambiente marino circostante. Inoltre è emerso che gli incrementi di temperatura indotti nella rada non sono tali da contribuire a instaurare condizioni eutrofiche, neppure nella parte più confinata del golfo; le acque del golfo sono infatti soggette a un considerevole ricambio naturale e il gradiente termico generato dalle attività della centrale favorisce la circolazione delle acque, accelerando tale ricambio. Lo studio si riferisce alla centrale nell'assetto precedente all'adeguamento ambientale e si può considerare cautelativo per l'assetto attuale. Attualmente i valori dei parametri imputabili all'esercizio della centrale risultano compatibili con l'ecosistema.

Gli aspetti ambientali indiretti

Gli aspetti indiretti sono quelli per i quali il controllo gestionale della Unità di Business di La Spezia può essere solo parziale.

Gli aspetti ambientali indiretti identificati sono riferibili:

- alle attività svolte da fornitori e appaltatori
- ai campi elettromagnetici generati dalle linee di trasmissione.

Gestione dei fornitori e appaltatori

Le principali attività dell'impianto, sotto il profilo ambientale, che possono richiedere l'intervento di terzi sono state individuate e le più rilevanti sono di seguito riportate. Nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale il controllo delle attività affidate a terzi è regolato dalla procedura "Gestione dei fornitori", che si propone di informare i fornitori e gli appaltatori a proposito della Politica ambientale e della Gestione ambientale adottata dalla centrale della Spezia, di rilevare i criteri di gestione adottati in proprio dai fornitori e dagli appaltatori che hanno relazioni con la centrale, di comunicare e controllare i requisiti ambientali delle attività affidate a terzi e di comunicare e controllare i requisiti ambientali delle forniture di beni e servizi.

Forniture di beni e servizi

Per il monitoraggio e la sorveglianza dei parametri dei processi che hanno particolare rilevanza ambientale, la centrale ha emesso procedure operative che definiscono controlli periodici a carico di personale terzo specializzato.

Le suddette attività sono eseguite in parte da società del Gruppo Enel e in parte da altre unità di Enel Produzione. In ogni caso i laboratori e le strutture che svolgono tali servizi hanno le qualifiche necessarie a garantire le attività in termini di qualità.

Fornitura di prodotti e sostanze

Gli additivi di processo, ove è possibile, vengono acquistati direttamente dai produttori. La fornitura avviene impiegando autotrasportatori specializzati e con mezzi dotati di dispositivi di sicurezza che intervengono in caso di eventi incidentali. Ogni prodotto è dotato della scheda di sicurezza che viene fornita dal produttore ogni qual volta subisca delle modifiche e viene comunque richiesta annualmente dal Responsabile del servizio di prevenzione e protezione della centrale. Nel caso si voglia introdurre una nuova sostanza nel processo o nelle attività di manutenzione, viene richiesta preventivamente la scheda di sicurezza e valutata la sua pericolosità prima di procedere all'acquisto, nell'ottica di una progressiva riduzione delle sostanze pericolose. I fornitori "storici" devono avere almeno la certificazione di qualità e il personale viene coinvolto con la formazione soprattutto nell'applicazione della procedura sulla "gestione delle sostanze pericolose" e l'istruzione operativa sulle modalità di scarico dell'ammoniaca. I nuovi fornitori, se occasionali, sono informati sul Sistema di Gestione Ambientale e la Politica e gli obiettivi della centrale con l'eventuale consegna delle procedure in forma non controllata.

Smaltimento dei rifiuti

I requisiti e i vincoli fissati dalla normativa di settore, per i soggetti terzi coinvolti nella gestione dei rifiuti prodotti dalla centrale, sono controllati sia preventivamente in modo documentato sulla base di una procedura del sistema, sia in fase operativa all'interno della centrale, adottando specifiche misure di controllo e sorveglianza delle attività. In particolare è possibile una 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.

Scoibentazioni di parti di impianto e apparecchiature contenenti materiali contaminati da amianto

Gli appaltatori che eseguono attività di scoibentazione di materiali contaminati

da fibre amiantose devono rispondere ai requisiti previsti dalla normativa di settore e operativamente conformarsi alle modalità descritte nella apposita specifica tecnica Enel consolidata a livello nazionale.

Attività di costruzione o demolizione e manutenzione

Le attività di cantiere e le operazioni di manutenzione, effettuate in centrale da personale terzo, sono disciplinate da procedure che riguardano sia la sicurezza sia l'ambiente (in applicazione del Decreto Legislativo 81/08, del Decreto Legislativo 242/96 e della "Direttiva Cantieri"). Sulla base di una preventiva e verificabile valutazione degli aspetti ambientali connessi con queste attività sono stabilite le specifiche tecniche progettuali e le clausole contrattuali per la fase realizzativa.

La prassi prevede che, in fase di consegna delle aree di lavoro alle imprese, vengano fornite tutte le informazioni inerenti i rischi specifici presenti nell'area in cui avranno luogo i lavori. Il responsabile dell'impresa assume la supervisione della corretta esecuzione delle attività, che deve essere conforme alle "norme comportamentali" adottate in centrale, mirate a salvaguardare la sicurezza e l'igiene dei luoghi di lavoro, nonché a minimizzare l'impatto ambientale esterno. Il controllo è affidato agli addetti individuati della centrale, che hanno il compito di segnalare eventuali inadempienze al Direttore e in particolare di verificare la corretta gestione dei rifiuti.

Campi elettrici e magnetici a bassa frequenza generati da elettrodotti

La corrente alternata genera campi elettrici e campi magnetici localizzati lungo le linee di trasmissione. Queste perturbazioni non hanno capacità ionizzanti e pertanto entro i valori di esposizione raccomandati non sono in grado di produrre effetti biologici.

I valori di campo elettrico dipendono dal valore della tensione, l'induzione magnetica dall'intensità della corrente che attraversa i conduttori: entrambi i parametri dipendono dalla distanza a cui sono misurati e pertanto si riducono sensibilmente con la distanza dei conduttori dal suolo.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto della Spezia è immessa nella rete nazionale ed è trasportata dalla società Terna che gestisce tale attività nell'ambito delle proprie specifiche responsabilità.

Da rilievi effettuati lungo le linee di trasporto da 380 kV è risultato che nelle zone di passaggio delle linee elettriche di trasporto alla tensione di 380 kV i valori di campo magnetico non superano il valore di $2 \mu\text{T}$, mentre i valori di campo elettrico sono compresi tra 0,5 e 2 kV/m; tali valori sono inferiori ai limiti di legge, fissati con il DPCM 08/07/2003 pari a $100 \mu\text{T}$ per il campo magnetico e 5 kV/m per il campo elettrico.

Salute e sicurezza

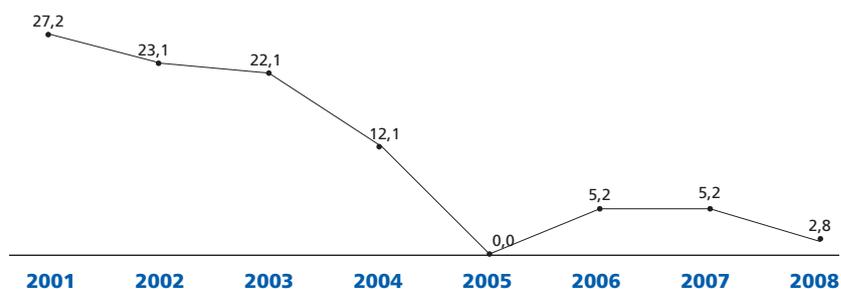
La sicurezza e la tutela della salute negli ambienti di lavoro rappresentano, insieme alla tutela dell'ambiente naturale, temi di interesse prioritario per Enel.

Sicurezza dei luoghi di lavoro

Negli anni considerati non si sono verificati incidenti con conseguenze mortali. In seguito ad attività di formazione sulla sicurezza nei luoghi di lavoro si riscontra nel tempo una netta diminuzione degli incidenti. Negli ultimi quattro anni l'andamento del tasso di frequenza è mediamente costante, con la tendenza a diminuire per allinearsi a quello di settore. Il tasso di frequenza rappresenta il numero di infortuni per milione di ore lavorate.

Grafico 25

Andamento di alcuni indicatori degli infortuni negli anni 2001-2008



Esposizione ad agenti chimico-fisici

Per tutti gli agenti chimici e fisici presenti nel processo produttivo sono state effettuate le valutazioni del rischio secondo il D.Lgs. 81/2008 e successive modifiche e integrazioni; tale attività è avvenuta coinvolgendo i rappresentanti dei lavoratori per la sicurezza (RLS) e il Medico Competente. In particolare per i rischi di esposizione al rumore si è fatto riferimento al Capo II del Titolo VIII del D.Lgs. 81/2008; per i rischi di esposizione all'amianto si è fatto riferimento al Capo III del Titolo IX del D.Lgs. 81/2008

Inoltre è stata effettuata la valutazione del rischio relativo all'esposizione agli agenti chimici così come stabilito dal Capo I del Titolo IX del D.Lgs. 81/2008.

In particolare, per ciò che riguarda il rumore all'interno degli ambienti di lavoro, in relazione alle profonde modifiche impiantistiche intervenute a seguito dell'ambientalizzazione delle unità, si è proceduto a effettuare campagne di rilevamento acustico di tutto l'impianto; le aree operative sono state suddivise mediante l'utilizzo di una griglia 6X6 metri misurando i livelli di esposizione sonora dB(A) in ciascun nodo e riportando i risultati su apposite mappe. Le mappe sono state utilizzate per la valutazione di esposizione del personale e vengono mantenute aggiornate in funzione di eventuali modifiche impiantistiche. In figura 27 è rappresentata, quale esempio, l'area della sala macchine delle sezioni 1 e 2, dove la mappatura del rumore rappresenta nella parte grafica i valori dei livelli prevalenti di pressione sonora in dB(A), mentre i valori numerici sono riferiti ai valori di pressione sonora espressi in dB(C) e quindi da utilizzare per la scelta dell'otoprotettore.

Tabella 16

Aree principali con livelli di pressione sonora maggiori di 80 dB(A)

Sezione 3

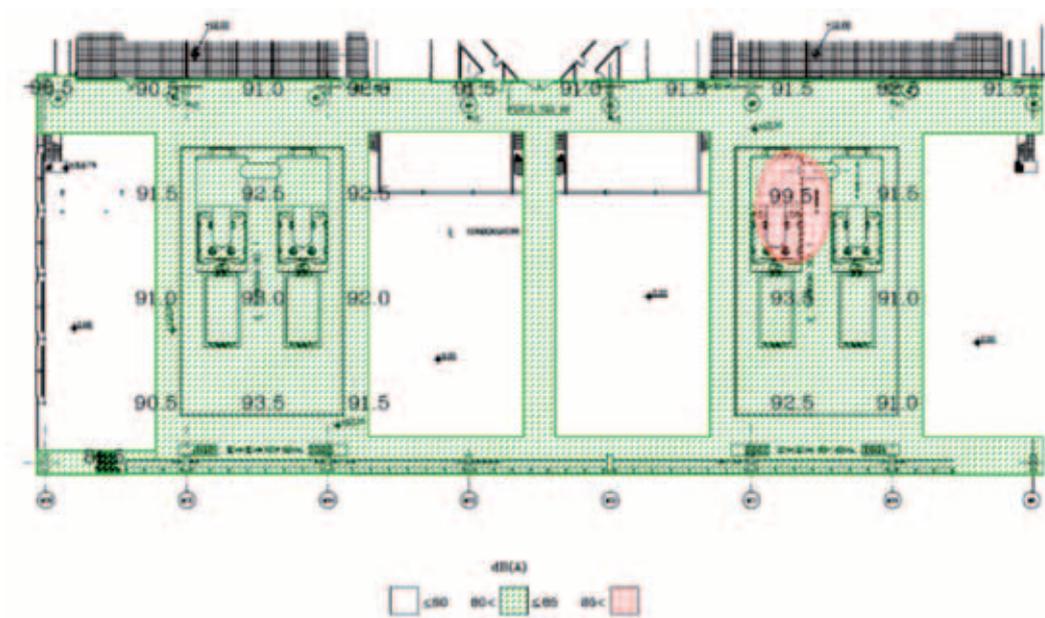
- Area turbine - quota 5 e 12
- Sala macchine - quota 0
- Zona mulini - quota 0
- Area compressori trasporto ceneri
- Locale pompe DeSO_x
- Locale compressori scarico calcare

Sezioni 1 - 2

- Area turbina sezione 2 - quota 5
- Interno edificio turbogas - quota 0
- Interno locale compressori e gruppi elettrogeni

Figura 27

Mappatura acustica sala macchine 1 e 2



Le zone con livelli di rumore uguali o superiori a 85 dB(A) sono opportunamente segnalate con cartelli monitori. Il personale di centrale è stato debitamente formato sui rischi legati all'esposizione al rumore, sui limiti di azione inferiori e superiori di azione (rispettivamente 80 e 85 dB(A) e circa i comportamenti e le procedure da adottare in presenza di rumore.

Da un confronto delle mappe attuali con quelle precedenti all'ambientalizzazione, emerge una sensibile riduzione del rumore interno da associare, da un lato al netto depotenziamento dell'impianto con l'eliminazione dell'unità 4, dall'altro al rinnovamento dei macchinari e all'insonorizzazione di alcuni di essi. La centrale ha comunque l'obiettivo di contenere le emissioni sonore all'interno dello stabilimento, in particolare attraverso l'insonorizzazione dei punti critici.

Le misure organizzative, procedurali e le norme comportamentali vigenti all'interno della centrale della Spezia escludono la possibilità di superamento del valore limite di esposizione pari a 87 dB(A) senza l'utilizzo di idonei otoprotettori atti a limitare l'esposizione al rumore. L'efficacia degli otoprotettori viene considerata buona quando il livello di pressione sonora equivalente ponderato A (Leq_a) a cui sono effettivamente esposti i lavoratori che indossano i DPI è ricondotto a valori compresi tra 70 e 75, per valori 65÷70 e 75÷80 l'efficacia viene considerata accettabile.

Per quanto concerne i campi elettromagnetici alla frequenza di 50 Hz si è già detto nei paragrafi precedenti.

Obiettivi e Programma ambientale

L'Unità di Business della Spezia, adottando un proprio documento di Politica ambientale, ha definito la linea d'azione che intende seguire per perseguire il miglioramento continuo delle proprie prestazioni ambientali. Tenendo conto degli obiettivi aziendali generali e della predetta linea d'azione, la Direzione d'impianto ha fissato gli obiettivi ambientali di seguito descritti. Sono stati conseguentemente approvati gli interventi che consentono di raggiungere gli obiettivi fissati e i traguardi intermedi per obiettivi di portata pluriennale. L'attuazione del Programma ambientale è oggetto di verifica continua e viene aggiornato con periodicità almeno annuale, anche sulla base dei risultati degli audit interni e delle attività di sorveglianza da parte dell'Ente di certificazione. Alcuni degli obiettivi presenti nell'attuale Programma ambientale erano già contenuti nel precedente; di essi alcuni rimangono nell'attuale perché la loro conclusione era già prevista in data successiva all'anno 2008, altri perché non sono stati completati nei tempi inizialmente previsti, altri perché sono stati implementati con l'inserimento di nuovi traguardi con scadenza ricadente nel triennio 2009÷2011.

Di seguito, per ogni aspetto ambientale, sono brevemente descritti gli obiettivi del Programma ambientale della centrale della Spezia per il periodo 2009÷2011, e quelli raggiunti del Programma ambientale 2006÷2008.

Obiettivi ambientali

Emissioni e qualità dell'aria

- ***Emissioni dai camini principali: ottimizzazione e controllo dei sistemi di combustione e di abbattimento***

La centrale si impegna per ottenere il massimo abbattimento possibile degli inquinanti, garantendo il rispetto della normativa in regime ordinario di funzionamento e applicando le migliori tecnologie possibili anche nelle fasi di avviamento e arresto. Sarà completata l'attività di miglioramento dell'elettrofiltro, consistente nella modifica del sistema di battitura e nel revamping di tutta la componentistica di captazione, attività già effettuata, in parte, nel 2008. Già completata nel 2008 la sostituzione del catalizzatore dell'impianto di denitrificazione, la centrale si impegna a mantenere l'efficienza dei sistemi di abbattimento della sezione 3 garantendo il valore medio annuo

dell'emissione degli ossidi di azoto del 10% inferiore al limite di legge.

Per garantire la massima affidabilità della misura delle emissioni, si provvederà alla sostituzione del Sistema di acquisizione delle misure in continuo della Sezione 3.

Per monitorare la ricaduta delle emissioni dai camini principali sul territorio, CESI e il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova realizzeranno un adeguato modello matematico, avvalendosi anche di dati ricavati sperimentalmente.

• ***Emissioni di gas o polveri da punti diversi dai camini principali: prevenzione, riduzione e controllo***

Le emissioni non principali costituiscono un aspetto a bassa significatività. Tuttavia la centrale persegue obiettivi di ulteriore miglioramento. Nel 2008 è stata completata l'installazione nei carbonili di 3 dispositivi fog-cannon per l'abbattimento delle polveri; i dispositivi sono attualmente in servizio e l'intervento si ritiene quindi ultimato. Sarà realizzata la conversione a metano delle due caldaie ausiliarie attualmente alimentate a gasolio. Sarà completato l'ammmodernamento del sistema di abbattimento delle polveri ai bunker carbone. Ugualmente sarà completata l'installazione di benne ecologiche in sostituzione di quelle attualmente utilizzate al molo di scarico del carbone.

• ***Monitoraggio della qualità dell'aria nella città della Spezia in collaborazione con la Provincia e il Comune di La Spezia***

La centrale, in accordo con le Autorità Locali, collabora con ARPAL alla gestione della rete di rilevamento della qualità dell'aria nel comprensorio della Spezia, provvedendo al mantenimento e miglioramento delle apparecchiature, applicando procedure di manutenzione e controllo atte a garantire un'alta disponibilità e qualità dei dati.

Acque superficiali

• ***Controllo e riduzione del carico degli inquinanti nelle acque superficiali***

L'esercizio sperimentale dell'impianto di cristallizzazione dei reflui di desolfurazione, realizzato nel 2008 con una spesa complessiva di circa 20 milioni di euro, ha già comportato una sostanziale riduzione degli inquinanti scaricati nelle acque. L'esercizio futuro dell'impianto a regime consentirà, in pratica, di azzerare tale quantitativo.

Entro l'anno 2008 era prevista l'attività di pavimentazione del pontile e la realizzazione di nuove canalizzazioni e vasche per la raccolta delle acque piovane e l'invio all'impianto di trattamento in centrale. La realizzazione è stata sospesa in attesa del pronunciamento autorizzativo dell'Autorità Portuale. La Conferenza dei Servizi indetta a tale proposito si è favorevolmente espressa e quindi l'attività sarà portata a termine annullando il pericolo di dispersione di polvere di carbone in mare.

Uso e contaminazione del suolo

• *Risanamento dei suoli inquinati*

Il sito della centrale della Spezia fa parte dell'area di rilevanza nazionale di Pitelli, così classificata dal Ministero dell'Ambiente, ed è quindi stata oggetto di approfondite indagini dei suoli e delle acque sotterranee.

Un'area particolare è quella dei bacini precedentemente utilizzati per il lagunaggio della cenere residua dalla combustione del carbone; tale area è stata indagata a più riprese nel corso degli ultimi dieci anni per definire una fattibile attività di messa in sicurezza che ne consentisse il riutilizzo.

La Conferenza dei Servizi, istituita presso il Ministero dell'Ambiente, nel luglio 2008 ha sancito l'assimilabilità dei bacini cenere a una discarica per rifiuti non pericolosi e pertanto ha richiesto il rispetto dei corrispondenti limiti di permeabilità del fondo e del marginamento laterale. È stata quindi richiesta l'emissione di un progetto definitivo di messa in sicurezza permanente dell'area che sarà realizzato successivamente alla verifica di impermeabilità.

Nell'area di centrale le indagini hanno evidenziato, limitatamente ad alcuni parametri, dei superamenti puntuali del valore limite ammesso per i terreni delle aree industriali e la contaminazione della falda in una ristretta area circoscritta.

La centrale si impegna alla bonifica dei suoli, mediante la rimozione fisica del terreno contaminato e alla messa in sicurezza della falda, mediante la realizzazione di una barriera idraulica, secondo un piano da approvare da parte del Ministero dell'Ambiente.

La centrale inoltre, dopo una analisi di caratterizzazione del suolo nell'area dei depositi di olio combustibile ha intrapreso una proficua azione di messa in sicurezza e bonifica del sottosuolo con la tecnica del bioventing.

Successivamente è stata effettuata la caratterizzazione dell'intero sito che ha evidenziato il complessivamente buono stato del sottosuolo. I risultati sono stati presentati alla Conferenza dei Servizi Ministeriale. Dopo il completamento di ulteriori indagini, Enel presenterà un progetto complessivo di bonifica.

Le eventuali azioni di risanamento dovranno comunque essere approvate dalla Conferenza dei Servizi Ministeriale.

• *Riqualificazione delle aree di proprietà Enel Produzione prossime all'impianto per destinarle a usi sociali*

Prosegue il progetto già avviato per il conferimento al Comune della Spezia di aree non indispensabili all'attività della centrale. Sull'area del "Campo Ferro" è già in corso la bonifica del terreno che, una volta ultimata, consentirà di recuperare a fini produttivi una ulteriore superficie di circa 30.000 m².

Uso di materiali e sostanze

- ***Progressiva eliminazione o riduzione delle sostanze nocive e delle materie prime impiegate***

Con la trasformazione a ciclo combinato delle sezioni 1 e 2, l'ambientalizzazione della sezione 3 e la demolizione della sezione 4, si è proceduto all'eliminazione progressiva dall'impianto del materiale contenente amianto, che rimane presente solo in alcuni tratti di tubazioni. Dal 2003 non sono più presenti apparecchiature contenenti PCB.

La centrale si impegna a favorire l'utilizzo di materiale la cui produzione abbia un impatto ambientale ridotto. Per la desolforazione dei fumi, il calcare di cava è stato completamente sostituito dalla marmettola, ottenuta dagli scarti di lavorazione del marmo. In continuità con quanto significativamente già avvenuto, i futuri interventi previsti per il miglior utilizzo delle acque comporteranno l'ulteriore diminuzione dei reagenti chimici utilizzati nella produzione di acqua demineralizzata.

Uso di risorse naturali

- ***Riduzione dell'approvvigionamento di acqua da acquedotti***

Le attività già effettuate hanno permesso la consistente riduzione del consumo specifico di acqua prelevata dall'acquedotto che è diminuita dal valore di 0,18 litri/kWh nell'anno 2002 attestandosi a 0,07 litri/kWh nel 2008.

L'obiettivo della centrale è quello di ridurre ulteriormente l'utilizzo di acqua prelevata dall'acquedotto, limitandone l'utilizzo ai soli usi civili. A tale scopo si interverrà migliorando ulteriormente il funzionamento degli impianti di trattamento delle acque reflue, tendendo al loro completo recupero e azzerando gli scarichi.

Con l'esercizio a regime dell'impianto di cristallizzazione saranno recuperate completamente le acque originate dagli spurghi del desolforatore e sarà possibile anche il completo riutilizzo delle acque acide-alcaline depurate. Saranno effettuati interventi sul sistema fognario di raccolta delle acque inquinabili da oli per consentirne l'utilizzo dopo la depurazione, riducendo gli apporti di acqua di mare.

Inoltre il potenziamento dell'impianto di osmosi permetterà una maggior produttività diminuendo la probabilità di ricorrere al prelievo dall'acquedotto.

Produzione e smaltimento di rifiuti

- ***Riduzione della produzione e maggior riutilizzo dei rifiuti***

La totalità dei rifiuti derivanti dal processo produttivo (ceneri, gesso e fanghi) ha trovato completa collocazione negli impianti autorizzati per il loro recupero ai fini del loro utilizzo. Per mantenere il completo utilizzo di tali rifiuti, superando le difficoltà che si riscontrano nel periodo invernale al conferimento delle ceneri ai cementifici, saranno aumentate le attuali capacità di stoccaggio delle ceneri, modificando a tale scopo l'attuale silo del calcare, non più utilizzato.

Impatto visivo

- ***Riduzione dell'impatto visivo delle opere esistenti attraverso misure di mitigazione***

Sono previsti interventi di mitigazione complessivi. In particolare, in prossimità delle percorrenze stradali limitrofe della nuova darsena, saranno effettuati interventi di schermatura del carbodotto, arredo vegetazionale e pannellatura.

Emissioni sonore

- ***Contenimento delle emissioni sonore all'interno e all'esterno dello stabilimento***

Gli interventi di mitigazione acustica al terminale marittimo prevedono l'insonorizzazione della torre carbone n. 2.

Gestione delle risorse energetiche

- ***Raggiungimento della massima efficienza energetica***

Obiettivo della centrale è massimizzare l'efficienza energetica intervenendo in tutte le aree possibili. Facendo seguito alle attività già svolte, saranno effettuati quattro diversi interventi per migliorare il consumo specifico dell'unità 3 a carbone.

Gli interventi consistono nell'ammodernamento delle tenute dei preriscaldatori d'aria Ljungstroem con l'adozione di tenute variabili, nell'installazione di un sistema di azionamento a giri variabili dei ventilatori aria secondaria e dei ventilatori booster dell'impianto DeSO_x, nella sostituzione della palettatura dei tamburi della sezione supercritica della turbina, nella sostituzione di parti interne della turbina di bassa pressione. Al completamento degli interventi si prevede una riduzione complessiva del consumo specifico pari a circa 70 kcal/kWh.

Principali obiettivi raggiunti del Programma ambientale 2006÷2009

Aspetto	Impatto/ localizzazione	Obiettivo	Traguardo	Azioni	Monitoraggio Indicatori	Emesso	Completato	Costo
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di azoto. Emissione in quota dal camino della sez. 3	Controllo e ottimizzazione dei processi di combustione e dei sistemi di abbattimento degli ossidi di azoto	Emissione di NO _x della sezione a carbone non superiori al 90% del valore limite in concessione	Sostituzione 3° strato catalizzatore DeNOx Miglioramento dell'impianto di soffiatura DeNOx	Sistema di monitoraggio in continuo, valori di emissione NO _x	gen-04	dic-08	90 K€
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di polveri. Emissione in quota dal camino della sez. 3	Controllo e ottimizzazione dei sistemi di abbattimento delle polveri	Miglioramento del monitoraggio delle emissioni di polveri	Installazione di un nuovo sistema di misura "Light scattering"	Stato di avanzamento lavori	gen-06	giu-06	14 K€
Emissioni diffuse	Rilascio di polvere di carbone nelle aree del carbonile	Riduzione delle emissioni di polveri di carbone in atmosfera	Abbattimento polverosità movimentazione carbone nel carbonile Val Bosca	Progettazione e messa in opera di un nuovo impianto di nebulizzazione acqua sul carbone a parco	Stato di avanzamento lavori	gen-08	dic-08	700 K€
Immissioni di inquinanti gassosi e di polveri in aria	Degrado della qualità dell'aria	Contribuire a un efficace monitoraggio della qualità dell'aria della Spezia in collaborazione con gli Enti Locali	Applicazione di un protocollo di gestione della rete garantendo disponibilità e qualità dei dati	Sostituzione degli analizzatori; programma di manutenzione degli strumenti	Rapporti sulla disponibilità delle misure	gen-06	dic-07	180 K€
Immissioni di inquinanti gassosi e di polveri in aria	Degrado della qualità dell'aria	Caratterizzare il contributo della centrale alle immissioni di polveri	Definizione modello di ricaduta delle polveri e analisi fenomenologia	Indagine CESI sulla emissione di polveri nella movimentazione del carbone	Documento di sintesi	gen-06	dic-07	153 K€
Scarichi nelle acque superficiali	Immissione di sostanze inquinanti nelle acque	Riduzione del quantitativo di sostanze scaricate	Azzeramento degli scarichi del desolforatore	Realizzazione di un impianto di evaporazione e cristallizzazione spurghi del desolforatore	Avanzamento del progetto e dei lavori	gen-04	dic-08	20 M€

Aspetto	Impatto/ Localizzazione	Obiettivo	Traguardo	Azioni	Monitoraggio Indicatori	Emesso	Completato	Costo
Uso e contaminazione del suolo	Inquinamento del suolo da olio combustibile	Risanamento dei suoli inquinati	Messa in sicurezza e bonifica	Realizzazione del progetto di Bioventing approvato dal Ministero Ambiente	Rapporto finale	gen-03	dic-06	274 K€
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da attività pregresse	Prevenzione dell'inquinamento del suolo e del sottosuolo	Caratterizzazione dello stato del suolo e delle acque sotterranee del sito	Completamento delle indagini di caratterizzazione	Relazione	gen-06	dic-08	400 K€
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da sostanze pericolose	Prevenzione dell'inquinamento del suolo e del sottosuolo	Dismissione di impianti e apparecchiature non più utilizzate	Demolizione della sezione 4 e riutilizzo dell'area	Avanzamento del progetto e dei lavori	gen-04	dic-06	4,8 M€
Uso di risorse idriche	Consumo di risorse idriche pregiate	Diminuzione degli approvvigionamenti di acqua da acquedotto	Riduzione del consumo specifico di acqua da acquedotto: 40% sul 2002	Recupero acque reflue trattate, potenziamento dell'impianto di osmosi; riduzione perdite rete idrica.	Consumo specifico delle acque di acquedotto	ago-02	dic-06	614 K€
Produzione e smaltimento di rifiuti	Occupazione di discariche	Riduzione dei quantitativi di rifiuti da inviare in discarica favorendo il recupero	Incremento della percentuale di recupero degli imballaggi non pericolosi al 50% del totale prodotto	Miglioramento della differenziazione in fase di raccolta. Sensibilizzazione del personale	% imballaggi recuperati 25% nel 2005 53% nel 2006 29% nel 2007 45% nel 2008	feb-06	dic-08	
Emissioni sonore	Incidenza sulla rumorosità ambientale all'esterno e all'interno del sito	Contenimento delle sorgenti di rumore	Contenimento delle emissioni sonore dalle apparecchiature di impianto	Insonorizzazione della turbina della sezione 3	Stato di avanzamento lavori	gen-04	dic-06	75 K€
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3	Ammodernamento tenute Ljungstroem.	Consumo specifico	gen-08	dic-08	40 K€

Obiettivi e Programma ambientale 2009÷20011

Aspetto	Impatto/ localizzazione	Obiettivo	Traguardo	Azioni	Monitoraggio Indicatori	Emissione	Termine Previsto	Rif*
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di polveri. Emissione in quota dal camino della sez. 3	Controllo e ottimizzazione dei processi di combustione e dei sistemi di abbattimento delle polveri	Potenziare il sistema di abbattimento delle polveri	Ammodernamento del precipitatore elettrostatico: potenziamento del sistema scuotimento elettrodi e piastre e dei trasformatori di alimentazione	Sistema di monitoraggio in continuo, valori di emissione polveri	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-08-007 150 K€ nel 2009 (tot 400 K€)
Emissioni in aria dai camini principali	Dispersione in atmosfera di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri	Controllo e ottimizzazione dei sistemi di abbattimento e dei processi di combustione	Definire il contributo della centrale alla ricaduta degli inquinanti sul territorio	Campagna di misura e definizione di un modello di ricaduta sul territorio degli inquinanti emessi (CESI e UNIGE)	Documento di sintesi	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-06-008 153 K€
Emissioni diffuse	Emissioni gas e polveri dalle caldaie ausiliarie	Riduzione delle emissioni e degli effetti visivi	Sostituzione del combustibile utilizzato	Metanizzazione delle caldaie ausiliarie	Stato di avanzamento lavori	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-08-003 1361 K€
Emissioni diffuse	Rilascio polvere di carbone in zona bunker carbone della sez. 3	Riduzione delle emissioni di polveri di carbone	Abbattimento della polverosità durante i rifornimenti	Ammodernamento impianto abbattimento polveri ai bunker	Stato di avanzamento lavori	Gen. 2008	giu-09	PR-SP-07-011 65 K€ nel 2009 (tot 185 K€)
Emissioni diffuse	Ricaduta di polvere di carbone in prossimità del molo Enel	Riduzione delle emissioni di polveri di carbone	Abbattimento della polverosità nella fase di scarico del carbone	Messa in opera di nuove benne ecologiche	Stato di avanzamento lavori	Gen. 2008	Dic. 2009	PR-SP-07-100 0,5 M€
Immissioni di inquinanti gassosi e di polveri in aria	Degrado della qualità dell'aria	Miglioramento della qualità dell'aria nella città di La Spezia contribuendo a un efficace monitoraggio in collab. con la Provincia e il Comune della Spezia	Raggiungere e garantire una disponibilità delle misure superiore al 90% RAGGIUNTO 2007 Mantenimento	Applicare con Arpal i protocolli di gestione della rete monit. qualità dell'aria. Sostituzione parte degli analizzatori. Sostituzione PC, schede acquisizione e software	Percentuale disponibilità delle misure	Dic.2008 Manten. prima emiss. 2004	dic-09	50 K€

*Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali

Obiettivi e Programma ambientale 2009÷2011

Aspetto	Impatto/ Localizzazione	Obiettivo	Traguardo	Azioni	Monitoraggio Indicatori	Emissione	Termine Previsto	Rif*
Scarichi nelle acque superficiali	Potenziale dispersione di polvere di carbone in mare e nella rete fognaria	Controllo e riduzione del carico di inquinanti (polvere di carbone) nelle acque meteoriche del molo	Realizzazione di un nuovo sistema di raccolta delle acque piovane al molo	Ripavimentazione del pontile. Nuove canalizzazioni e vasche di raccolta delle acque piovane Invio acque a impianto trattamento di centrale	Avanzamento del progetto e dei lavori	gen-06	dic-09	PR-SP-07-100 2,5 M€
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da attività pregresse in aree dismesse. Bacini di lagunaggio delle ceneri	Risanamento, riqualificazione e riutilizzo delle aree	Bonifica e riutilizzo dell'area dei bacini ceneri. Cessione area al Comune della Spezia	Definizione attuazione di un progetto di messa in sicurezza permanente e recupero dell'area bacini ceneri	Stato di avanzamento del progetto, delle autorizzazioni e dei lavori	gen-04	Dic. 2011	Progetto PR-SP-04-015-M 7 M€
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo da attività pregresse in aree dismesse. Campo Ferro	Risanamento, riqualificazione e riutilizzo delle aree	Bonifica e ripristino dell'area Campo Ferro per un suo riutilizzo	Definizione attuazione di un progetto di bonifica del Campo Ferro: smaltimento ceneri, ripristino area	Stato di avanzamento delle attività	gen-07	Dic. 2009	Bonifica Campo Ferro 3,5 M€
Uso e contaminazione del suolo	Possesso di aree industriali non più utilizzate a fini produttivi	Cessione aree al Comune della Spezia (150.000 m ²) per un riutilizzo	Stipula integrazione alla Convenzione	Nuova Convenzione attualmente sospesa	Superfici cedute	gen-05	Dic. 2008	Convenzione tra Enel e Comune SP
Uso e contaminazione del suolo	Potenziale inquinamento del suolo dell'area di impianto	Prevenzione inquinamento del suolo e sottosuolo	Caratterizzazione e qualitativa dello stato del suolo del sito. Bonifica	Indagine geognostica. Progetto di bonifica	Stati di avanzamento lavori. Risultati analitici. Relazione finale	gen-04	Dic. 2010	Progetto PR-SP-04-084 6,2 €
Uso di risorse idriche	Consumo di risorse idriche pregiate	Diminuzione degli approvvigionamenti di acqua da acquedotto	Riduzione del consumo specifico di acqua da acquedotto: 40% sul valore anno 2008	Recupero scarichi ITAO Riutilizzo acque da SEC Potenziamento impianto di osmosi. Ripristino pozzi	Consumo specifico delle acque di acquedotto	gen-09	Dic. 2011	
Produzione e smaltimento di rifiuti	Potenziale utilizzo di discariche	Ampliamento della potenzialità di messa in riserva di rifiuti ai fini del recupero	Ripristino dell'intera capacità di stoccaggio delle ceneri leggere	Bonifica silo ceneri n. 4 a seguito certificazione EN 450 e EN 12620	Stato di avanzamento del progetto	gen-08	Dic 2009	PR-SP-08-010 90 K€ nel 2008 160 K€ nel 2009

*Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali

Obiettivi e Programma ambientale 2009÷2011

Aspetto	Impatto/ localizzazione	Obiettivo	Traguardo	Azioni	Monitoraggio Indicatori	Emissione	Termine Previsto	Rif*
Produzione e smaltimento di rifiuti	Potenziale utilizzo di discariche	Ampliamento della potenzialità di messa in riserva di rifiuti ai fini del recupero	Incremento capacità di stoccaggio ceneri leggere	Modifica del serbatoio calcare per adibirlo a stoccaggio ceneri	Stato di avanzamento del progetto	feb-08	Dic 2009	PR-SP-08-009 250 K€
Impatto visivo	Interferenze visive con il paesaggio circostante	Riduzione dell'impatto visivo delle opere esistenti attraverso misure di mitigazione	Realizzazione di un intervento di arredo vegetazionale e schermatura di strutture	Realizzazione degli interventi previsti dal progetto	Stato di avanzamento del progetto	ago-02	dic-09	400 K€
Emissioni sonore	Incidenza della rumorosità all'esterno del sito	Contenimento delle emissioni sonore	Riduzione delle emissioni sonore al terminal marittimo	Insonorizzazione e isolamento Torre 2	Stato di avanzamento del progetto	gen-08	Dic 2009	PR-SP-07-100 7 M€
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiung. della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3. Previsto recupero di 10 kcal/kwh	Ammodernamento tenute Ljungstroem: adozione di tenute variabili	Consumo specifico	gen-09	apr-11	1,8 M€
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiung. della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3. Previsto recupero di 9 kcal/kwh	Sostituzione della palettatura dei tamburi della sezione supercritica della turbina Sezione 3	Consumo specifico	gen-09	apr-11	0,75 M€
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3. Previsto il recupero di 15 kcal/kwh	Installazione sistema di regolazione del numero di giri dei ventilatori (aria secondaria e booster DeSOx)	Consumo specifico	gen-09	apr-11	6,2 M€
Gestione delle risorse energetiche	Consumo di risorse non rinnovabili	Raggiungimento della massima efficienza energetica mediante l'ottimizzazione dell'uso dei combustibili	Migliorare il consumo specifico della Sez. 3. Previsto recupero di 35 kcal/kwh	Sostituzione parti interne turbina bassa pressione sezione 3	Consumo specifico	nov-08	apr-11	20 M€

*Riferimenti progettuali, finanziari e gestionali

Schede di approfondimento

1. Gli strumenti per la governance dell'ambiente

La governance ambientale rappresenta l'insieme della politica, delle responsabilità, degli strumenti e delle iniziative che rendono capace l'azienda di governare le variabili e l'impatto ambientale della sua attività in altre parole è il modo come l'azienda espleta le proprie responsabilità ambientali.

Oggi gli strumenti che in Enel sostengono la governance ambientale sono:

- il reporting ambientale;
- i Sistemi di Gestione Ambientale e della Sicurezza;
- la registrazione EMAS delle organizzazioni produttive;
- la formazione e l'informazione.

Questi strumenti garantiscono azioni e comportamenti omogenei in tutte le unità territoriali. Inoltre, attraverso gli accordi volontari si attivano le giuste sinergie tra l'Azienda, le Istituzioni e le associazioni ambientaliste, capaci di trasformare i vincoli ambientali in opportunità di mercato, in vista della definizione di possibili obiettivi comuni per lo sviluppo sostenibile.

Il reporting ambientale

Il reporting, vale a dire la raccolta, l'analisi e la sintesi dei dati e delle informazioni, rappresenta lo strumento chiave per il monitoraggio dello "stato ambientale" dell'Azienda. La raccolta dei dati e delle informazioni ambientali, che nel corso degli anni è stata via via perfezionata introducendo tecniche di rilevazione e procedure a garanzia dell'affidabilità delle informazioni, è ormai parte integrante del Sistema di Gestione di Enel.

Sistemi di Gestione Ambientale in ambito Generazione ed Energy Management

Nel 2007 Enel ha ulteriormente esteso l'adozione di standard internazionali di certificazione per i Sistemi di Gestione Ambientale dei propri siti produttivi. In tutto il perimetro aziendale, al 31 dicembre 2007, più dell'82% della potenza installata figurava certificato ISO 14001; il 36,3% della potenza installata in Europa (62.063 MW) disponeva anche della registrazione EMAS (Eco-Management and Audit Scheme Reg. CE 761/01). Per avere il dettaglio della potenza certificata per ciascun Paese dove Enel è presente con le sue attività si rimanda alle singole

schede di filiera tecnologica relative a ogni divisione organizzativa.

Per la Divisione Generazione ed Energy Management, in particolare, per quanto riguarda la produzione di energia elettrica, al 31 dicembre 2007 circa l'89% (80% al 31 dicembre 2006) della potenza installata (463 delle 598 centrali) risultava certificato ISO 14001; 191 di queste centrali (circa il 51% della potenza installata complessiva – 44% al 31 dicembre 2006) erano in possesso anche della registrazione EMAS. Le Unità di Business che già dispongono sia della certificazione ISO 14001 sia della registrazione EMAS sono, per l'Area di Business Produzione termoelettrica: Fusina, Genova, La Casella, La Spezia, Leri Cavour, Montalto di Castro, Porto Corsini, Sulcis, Torrevaldaliga Nord e Priolo Gargallo; per l'Area di Business Energie Rinnovabili: Bologna, Bolzano, Sardegna, Sicilia, Napoli e Trento, cui si aggiungono i nuclei idroelettrici Cuneo, Montorio, Bussolengo e Vittorio Veneto. Il nucleo idroelettrico Feltre dell'Unità di Business Vittorio Veneto ha in corso l'iter per la registrazione EMAS presso il comitato Ecolabel-Ecoaudit. Hanno per il momento conseguito la sola certificazione ISO 14001 le Unità di Business: Bastardo, Brindisi Sud, Pietrafitta, Porto Tolle, Rossano Calabro, Santa Barbara e Termini Imerese dell'Area di Business Produzione termoelettrica; tutti gli impianti geotermoelettrici; le Unità di Business: Domodossola e Sondrio; i nuclei idroelettrici di Cedegolo (Unità di Business Bergamo) e Torino (Unità di Business Cuneo) dell'Area di Business Energie Rinnovabili.

La formazione e l'informazione

I programmi di formazione e di informazione ambientale costituiscono, ormai, elementi qualificanti del piano annuale formativo destinato ad accrescere le competenze e le professionalità delle risorse umane di Enel.

In particolare, per quanti più direttamente coinvolti nelle attività di carattere ambientale, nel 2007 sono stati attivati e sviluppati nella sola Italia moduli formativi per un ammontare complessivo di circa 35.000 ore-uomo.

Enel punta, inoltre, sull'informazione per divulgare le proprie iniziative all'interno e all'esterno dell'Azienda.

Sul sito internet di Enel (www.enel.it) è presente una sezione approfondita dedicata a tematiche ambientali, denominata "Enel per l'Ambiente", che include i canali "Energy & Ecology", il minisito "Ambiente" e la pubblicazione mensile "Energy Views". Il canale "Energy & Ecology" è dedicato alla Politica ambientale ed energetica dell'Azienda, oltre a costituire una fonte di documentazione e dibattito sul settore energetico a livello nazionale, comunitario e internazionale. Il focus è centrato su problematiche politiche, economiche e industriali, su aspetti relativi all'ecologia e sull'impatto ambientale delle attività produttive. Accanto alle sezioni "Energy" ed "Ecology" – con articoli su temi d'attualità – la home page del canale presenta una panoramica di news, recensioni di libri, una rassegna di convegni in calendario e un glossario; inoltre propone una

newsletter e dà accesso all'“Atlante interattivo” che illustra i dati energetici e ambientali di tutti i Paesi del mondo e a “Documenti Enel”, dove si trovano i Rapporti ambientali degli ultimi anni e le Dichiarazioni ambientali EMAS.

Il Rapporto ambientale

Dal 1996 per comunicare a una vasta platea di interlocutori e di parti interessate la propria Politica ambientale, le proprie iniziative e i risultati ambientali, Enel pubblica annualmente un Rapporto ambientale. I dati contenuti nel rapporto sono sottoposti a verifica indipendente da parte di una società terza. I tempi necessari per consolidare i dati di consuntivo e per la verifica, consentono la pubblicazione del Rapporto solo all'inizio del periodo estivo.

Ciò significa che i dati aziendali ufficiali più recenti, disponibili al momento della preparazione di questa Dichiarazione, sono quelli relativi al Rapporto 2007, pubblicato nell'estate 2008.

Il Rapporto ambientale annuale rappresenta non solo lo strumento per misurare i risultati raggiunti e tracciare un bilancio delle attività e dei miglioramenti conseguiti nel corso degli anni, ma anche un documento per presentare le inevitabili criticità ambientali e le problematiche emergenti.

La redazione del Rapporto è strettamente connessa al sistema di reporting ambientale.

Il Bilancio di sostenibilità

Rappresenta lo strumento attraverso cui dare visibilità all'impegno nelle tre aree di responsabilità: economica, ambientale e sociale.

Ma non si tratta solo di dare evidenza. Le preoccupazioni sociali ed ecologiche nelle operazioni commerciali e nei rapporti con le parti interessate sono infatti tradotte in obiettivi di responsabilità sociale e rese parte integrante del piano industriale 2004/2008.

Il piano comprende obiettivi di sostenibilità e responsabilità sociale che sono strettamente connessi con tutte le attività fondamentali dell'azienda. Questi obiettivi vanno dal miglioramento della combinazione di combustibili utilizzata al continuo progresso nella sicurezza dei lavoratori e dell'ambiente di lavoro; dal controllo delle emissioni in atmosfera alla formazione delle risorse umane; dai rapporti con le associazioni, gruppi d'interesse e comunità alla soddisfazione del cliente.

Il Bilancio finanziario, il Rapporto ambientale e il Bilancio di sostenibilità, a partire dal 2003, vengono presentati insieme. Essi costituiscono un insieme integrato di documenti che illustrano una realtà economica, ambientale e sociale unita dalla medesima missione.

Questi documenti sono disponibili sul sito: www.enel.it.

2. Principali Norme di Legge applicabili

Aria

DM 20 maggio 1991: criteri per la raccolta dei dati inerenti la qualità dell'aria; criteri tecnici per la realizzazione delle reti di monitoraggio.

Legge 28 dicembre 1993 n. 549 e successive modifiche e integrazioni: misure a tutela dell'ozono stratosferico e dell'ambiente;

DM 5 settembre 1994: elenco delle industrie insalubri di cui all'articolo 216 del testo unico delle leggi sanitarie.

DM 21 dicembre 1995: disciplina dei metodi di controllo delle emissioni in atmosfera degli impianti industriali;

DM 29 gennaio 1997: decreto di autorizzazione agli interventi per il risanamento ambientale della centrale della Spezia.

DM 2 aprile 2002, n. 60: recepimento della Direttiva 1999/30/CE del Consiglio del 22 aprile 1999 concernente i valori limite di qualità dell'aria ambiente per il biossido di azoto, il biossido di zolfo, gli ossidi di azoto, le particelle e il piombo e della Direttiva 2000/69/CE relativa ai valori limite della qualità dell'aria ambiente per il benzene e il monossido di carbonio.

Direttiva 2004/101/CE "Linking", che collega i meccanismi CDM e JI alla **Direttiva 2003/87** (disciplina l'utilizzo dei crediti di emissione).

Direttiva CEE n. 87 del 13/10/2003 e successive: Direttiva del Parlamento Europeo che istituisce un sistema per lo scambio di emissioni dei gas a effetto serra.

DEC/RAS 2179/04: Autorizzazione a emettere CO₂.

Decisione della Commissione del 29 gennaio 2004 (2004/156/CE) che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE Schema di Piano Nazionale d'Assegnazione.

DPR 21 maggio 2004: limiti nazionali di emissione di alcuni inquinanti atmosferici.

Decreto legge n. 273 del 12 novembre 2004, convertito in legge n.316 del 30 dicembre 2004.

D.Lgs.18 febbraio 2005, n. 59: attuazione integrale della Direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

DEC/RAS/854/2005 del 1 luglio 2005 disposizioni di attuazione della decisione della Commissione Europea C(2004) 130 del 29 gennaio 2004 che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

D.Lgs. 3/4/2006, n. 152. (Norme in materia ambientale: parte V norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera).

D.Lgs. 216 del 04/04/2006 attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità,

con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto.

DMA 18 dicembre 2006: approvazione del Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008 - 2012.

Acqua

RD 11 dicembre 1933 n. 1775: testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici.

D.Lgs. 12 luglio 1993, n. 275 e successive modifiche: riordino in materia di concessione di acque pubbliche.

Legge 5 gennaio 1994 n. 36: disposizioni in materia di risorse idriche.

DPCM 4 marzo 1996: Disposizioni in materia di risorse idriche.

Autorizzazione allo scarico da insediamento di tipo produttivo n. 115, rilasciata in data 11 maggio 2006 dalla Provincia della Spezia. Validità quattro anni e rinnovo dell'autorizzazione un anno prima della scadenza.

D.Lgs. 3/4/2006, n.152. (Norme in materia ambientale: parte III - norme in materia di tutela delle acque dall'inquinamento e di gestione delle risorse idriche).

DMA 2 maggio 2006: norme tecniche per il riutilizzo dell'acqua reflua ai sensi dell'art. 99, comma 1 del D.Lgs. 152/2006.

Rifiuti

Legge 27 marzo 1992 n. 257: Norme relative alla cessazione dell'impiego dell'amianto.

DM 16 maggio 1996, n. 392: Regolamento recante norme tecniche relative alla eliminazione degli oli usati.

DM 5 febbraio 1998: (e successive modifiche, in particolare apportate da DM 186 del 5 aprile 2006) individuazione dei rifiuti non pericolosi sottoposte alle procedure semplificate di recupero.

DM 1 aprile 1998, n.148 (sostituito a tutti gli effetti dal DM 2 maggio 2006): regolamento recante approvazione del modello dei registri di carico e scarico dei rifiuti ai sensi degli art. 15, 18 comma 2, lettera m, e 18 comma 4 del D.Lgs. 22 febbraio 1997.

DM 1 aprile 1998, n. 145: regolamento recante la definizione del modello e dei contenuti del formulario di accompagnamento dei rifiuti ai sensi degli art. 15, 18 comma 2, lettera e, e 18 comma 4 del D.Lgs. 22 febbraio 1997.

Decisione Comunitaria 2000/532/CE come modificata dalle Decisioni 2001/118/CE, 2001/119/CE e 2001/573/CE: sostituisce la decisione 94/3/CE che istituisce un elenco di rifiuti conformemente all'art.1, lettera a), della Direttiva 74/442/CEE del consiglio relativa ai rifiuti e la decisione 94/904/CEE del consiglio che istituisce un elenco di rifiuti pericolosi ai sensi dell'art.1, parag. 4 della Direttiva 91/689/CE del Consiglio relativa ai rifiuti pericolosi.

Direttiva 9 aprile 2002: indicazioni per la corretta e piena applicazione del regolamento comunitario n.2557/2001 sulle spedizioni di rifiuti e in relazione al nuovo elenco dei rifiuti.

DPCM 24 dicembre 2002: approvazione del nuovo modello unico di Dichiarazione ambientale per l'anno 2003.

DM 26 giugno 2000, n. 219: regolamento recante la disciplina per la gestione dei rifiuti sanitari, ai sensi dell'art. 45 del del D.Lgs. 22 febbraio 1997.

Decreto Legge 13 gennaio 2003, n. 36: Recante norme relative alle discariche dei rifiuti.

DM 13 marzo 2003: Criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.

DPR 15 luglio 2003 n. 254: disciplina della gestione dei rifiuti sanitari.

Decreto 3 agosto 2005: Definizione dei criteri di ammissibilità dei rifiuti in discarica.

D.Lgs. 3/4/2006, n. 152: (Norme in materia ambientale: parte IV- gestione rifiuti).

Autorizzazioni al deposito preliminare di rifiuti rilasciate dalla Provincia della Spezia **n. 74 del 15/04/2003** e **n. 122 del 14/11/2006**.

Sostanze e materiali pericolosi

Delibera Regione Liguria n. 567 del 6 marzo 1998: presenza di amianto in edifici e impianti.

DPR 24 maggio 1988, n. 216 e successive modifiche: attuazione della Direttiva CEE 467/85 recante VI modifica (PCB-PCT) della Direttiva CEE 769/76 restrizioni in materia di immissioni sul mercato e di uso di talune sostanze e preparati pericolosi ai sensi dell'art.15 della Legge 183 del 14/4/1987.

DPR 24 maggio 1988, n. 215: attuazione delle direttive CEE numeri 83/478 e 85/610 recanti, rispettivamente, la V e la VII modifica (amianto) della Direttiva CEE, numero 76/769 per il riavvicinamento delle disposizioni legislative regolamentari e amministrative degli Stati membri relative alle restrizioni in materia di immissione sul mercato e di uso di talune sostanze e preparati pericolosi, ai sensi dell'art.15 della Legge 16 /4/1987, n.183.

D.Lgs. 15 agosto 1991, n. 277: attuazione delle direttive CEE 80/1107, 82/605, 83/447, 86/188 e 88/462, in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione da agenti chimici, fisici e biologici durante il lavoro, a norma dell'art. 7, Legge 30/7/1990, n. 212.

Legge 27 marzo 1992, n. 257: norme relative alla cessazione dell'impiego di amianto e successive modifiche.

Legge 28 dicembre 1993, n. 549 e successive modifiche e integrazioni: misure a tutela dell'ozono stratosferico e dell'ambiente.

DPR 8 agosto 1994: atto di indirizzo e coordinamento alle regioni, per l'adozione di piani di protezione di decontaminazione, di smaltimento e di bonifica dell'ambiente, ai fini della difesa dai pericoli derivanti dall'amianto.

D.Lgs. 17 marzo 1995, n. 114: attuazione della Direttiva CEE n.87/217/CEE in materia di prevenzione e riduzione dell'inquinamento dell'ambiente causato dall'amianto.

D.Lgs. 3 febbraio 1997, n. 52 e successive modifiche e integrazioni:

attuazione della Direttiva 92/32/CEE concernente la classificazione, imballaggio ed etichettatura delle sostanze pericolose .

DM 4 aprile 1997: attuazione dell'art. 25, commi 1 e 2 del D.Lgs. 3 febbraio 1997, n.52, concernente classificazione, imballaggio ed etichettatura delle sostanze pericolose, relativamente alla scheda informativa in materia di sicurezza.

D.Lgs. 22 maggio 1999, n. 209: attuazione della Direttiva 96/59/CEE relativa allo smaltimento dei policlorodifenili e dei policlorotrifenili.

Regolamento comunitario 2037/2000 per la dismissione dei refrigeranti HCFC.

DM 11 ottobre 2001: condizioni per l'utilizzo dei trasformatori contenenti PCB in attesa della decontaminazione o dello smaltimento.

DM 14 giugno 2002: recepimento della Direttiva 2001/59/CE recante XXVIII adeguamento al progresso tecnico della Direttiva 67/548/ CEE, in materia di classificazione, imballaggio ed etichettatura di sostanze pericolose.

D.Lgs. 2 febbraio 2002, n. 25: attuazione della Direttiva 99/24/CE sulla protezione della salute e sicurezza dei lavoratori contro i rischi derivanti da agenti chimici durante il lavoro.

DM 7 settembre 2002: recepimento della Direttiva 2001/58/CE riguardante le modalità della informazione su sostanze e preparati pericolosi immessi in commercio.

Legge Comunitaria 2004, art. 18: obblighi a carico dei detentori di PCB o PCT.

DM 29 luglio 2004 n. 248: determinazione e disciplina delle attività di recupero dei prodotti e beni di amianto e contenenti amianto.

Legge n. 62 del 18/04/2005, art. 18: Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004.

DPR 15/02/2006 n. 147: modalità per il controllo e il recupero delle fughe di sostanze lesive della fascia di ozono.

D.Lgs. 25 luglio 2006 n. 257: attuazione della Direttiva 20103/18/CE relativa alla protezione dei lavoratori dai rischi derivanti dall'esposizione all'amianto.

Contaminazione del suolo

Legge 9 dicembre 1998, n. 426: nuovi interventi in campo ambientale.

DM 25 ottobre 1999, n. 471: regolamento recante criteri, procedure e modalità per la messa in sicurezza, la bonifica e il ripristino ambientale dei siti inquinati, ai sensi dell' art. 17 del D.Lgs. 22/97 e successive modifiche e integrazioni.

Legge 28 luglio 2000, n. 224: conversione in legge, con modificazioni, del DL 16/06/2000, n.160, recante: "differimento del termine per gli interventi di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati".

D.Lgs 3/4/2006, n. 152: (Norme in materia ambientale: parte VI- danni all'ambiente; parte IV, titoloV bonifica dei siti inquinati).

Combustibili ed energia

Legge 9 gennaio 1991, n. 10: norme per l'attuazione del nuovo "piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

D.Lgs. 152 del 3 aprile 2006 Parte V titolo III disciplina dei combustibili.

D.Lgs. 192/05: abroga parzialmente la Legge 10/91.

Agenti chimici e fisici

DPCM 1 marzo 1991: limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno.

D.Lgs. 277 del 15/08/1991: attuazione della Direttiva n. 80/605/CE in materia di protezione dei lavoratori contro i rischi derivanti da esposizione ad agenti chimici fisici e biologici durante i lavori, a norma dell'art. 7 legge 07/90 n. 212.

Legge 26 ottobre 1995, n. 447: legge quadro sull'inquinamento acustico.

DM 11 dicembre 1996: applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo.

DPCM 14 novembre 1997: determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore.

Delibera Comunale del 27 ottobre 1997, n. 99: zonizzazione acustica del territorio comunale.

Legge Regionale n. 12 del 20 marzo 1998: disposizioni in materia di inquinamento acustico.

Deliberazione della Giunta Provinciale del 20 luglio 1999, n. 376: approvazione della zonizzazione acustica del territorio comunale.

D.Lgs. 25 del 02/02/2002: modello applicativo per la valutazione del rischio chimico.

D.Lgs. 81/2008: testo unico della sicurezza negli ambienti di lavoro.

Campi elettrici e magnetici

DPCM 23 aprile 1992: limiti massimi di esposizione ai campi elettromagnetici generati dalla frequenza industriale nominale (50Hz).

Legge 22 febbraio 2001, n. 36: legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici.

DPCM 8 luglio 2003: fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz.

DPCM 8 luglio 2003: fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici generati alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti.

Disposizioni generali in materia di ambiente

D.Lgs. 4 agosto 1999, n. 372 attuazione della Direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Comunicazione CEE 16 gennaio 2002, n. 12/04: adozione di otto documenti di riferimento ai fini della Direttiva 96/61/CE del Consiglio sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento.

DM 23 novembre 2001 e modifiche: dati, formati e modalità della comunicazione di cui all'art.10, comma 1, del D.Lgs. 4 agosto 1999, n. 372.

Regolamento CEE n. 1836 29 giugno 1993: adesione volontaria delle imprese del settore industriale a un sistema comunitario di ecogestione e audit.

Legge 23 marzo 2001, n. 93: disposizioni in campo ambientale.

D.Lgs. 18 febbraio 2005 n. 59: attuazione integrale della Direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione riduzione integrate dell'inquinamento.

D.Lgs. 152 del 3 aprile 2006: disciplina:

- a) le procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC);
- b) la difesa del suolo e la lotta alla desertificazione, la tutela delle acque dall'inquinamento e la gestione delle risorse idriche;
- c) la gestione dei rifiuti e la bonifica dei siti contaminati;
- d) la tutela dell'aria e la riduzione delle emissioni in atmosfera;
- e) la tutela risarcitoria contro i danni all'ambiente.

Regolamento CE n. 196/2006 del Parlamento Europeo e del consiglio del 3 febbraio 2006: adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit.

DM 18 aprile 2006: termini per la presentazione delle domande di AIA per impianti di competenza statale ai sensi del D.Lgs. 18 febbraio 2005 n. 59;

Legge 3 agosto 2007 n. 123 misure in tema di tutela della salute e della sicurezza sul lavoro.

Testo coordinato del DL 30 ottobre 2007 n. 180: differimento di termini in materia di AIA e norme transitorie.

Legge 19 dicembre 2007 n. 43: conversione in legge del DL 30 ottobre 2007 n. 180.

3. Identificazione e valutazione degli aspetti ambientali

Gli aspetti ambientali connessi all'attività svolta nella centrale Eugenio Montale sono stati identificati attraverso un'esauriente analisi ambientale iniziale.

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,

il concretizzarsi di un diverso grado di sensibilità delle parti interessate o il raggiungimento di traguardi ambientali prefissati. Per considerare queste possibili variazioni, il sistema di gestione include una procedura di valutazione che porta ad aggiornare le informazioni in un apposito registro degli aspetti ambientali. Le eventuali variazioni saranno puntualmente comunicate attraverso le Dichiarazioni ambientali successive a questa.

Sono presi in esame gli impatti ambientali derivanti dallo svolgimento di tutte le attività passate, attuali e previste, considerando le condizioni di esercizio normali, le situazioni non normali e le situazioni di emergenza conseguenti a possibili incidenti. Per condizioni operative normali si intendono quelle condizioni previste in fase progettuale e riscontrate in esercizio che determinano il rendimento ottimale di una attività anche sotto il profilo ambientale. Le condizioni operative non normali sono quelle previste in fase progettuale che determinano un funzionamento non ottimale di un'attività, pur nel rispetto delle norme di sicurezza per l'impianto e per le persone, che senza interventi correttivi possono portare a un aumento dell'impatto ambientale. Le condizioni di emergenza sono situazioni legate a un incidente che porti a interazioni con l'ambiente oppure a un avvenimento di rilievo, interno all'impianto, connesso a uno sviluppo controllato di un'attività che può comportare interazioni con l'ambiente.

Sono stati innanzitutto individuati gli aspetti ambientali pertinenti all'attività svolta nel sito, attraverso lo studio di ogni interazione esistente tra componenti funzionali (trasformatori, combustori, scambiatori, serbatoi...) e gli aspetti ambientali (emissioni in atmosfera, scarichi idrici, rifiuti, contaminazione del terreno...). In particolare si è prestata attenzione a includere nel lavoro di identificazione i collegamenti esistenti tra diversi comparti ambientali a seguito di modifiche impiantistiche (come ad esempio nel caso dell'introduzione del DeSO_x che ha ridotto le emissioni di SO_2 , generando un contemporaneo incremento di fanghi e consumo di additivi e acqua). Il nuovo Regolamento introduce la distinzione fra aspetti ambientali diretti e indiretti per poter articolare meglio e completare il quadro degli impatti ambientali che possono derivare dall'attività in essere. La centrale, per distinguere gli aspetti ambientali diretti da quelli indiretti, ha applicato il concetto di controllo gestionale dettagliato al successivo paragrafo "Aspetti diretti e indiretti". Si definiscono infatti, aspetti ambientali diretti quegli aspetti sotto il controllo gestionale totale della centrale e aspetti ambientali indiretti, quelli su cui può avere un controllo gestionale nullo o parziale.

Valutazione degli aspetti ambientali

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 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 e 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.

Tabella A

Condizioni generali per definire la necessità di un alto livello di attenzione da parte dell'organizzazione nei confronti di taluni aspetti ambientali

Termini di valutazione	Condizioni da verificare ⁽¹⁾
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 e fragilità dell'ambiente	2 L'impatto genera o può generare conseguenze ambientali ⁽²⁾
L'importanza per le parti interessate e per i dipendenti dell'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 e habitat naturali, di disagi per i residenti locali, di limitazioni per la fruizione pubblica di beni ambientali, ecc.).

Tabella B

Indice di rilevanza dei fattori di impatto (IR)

Indice qualitativo (Gravità connessa al fattore d'impatto)	Indice quantitativo (Entità e frequenza associate al fattore)		
	00	01	02
	10	11	12
	20	21	22

■ Area di attribuzione della significatività

Esempio:

- 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 ogni tipologia di impatto le soglie che determinano l'indice quantitativo e 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.

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.

Ciascuna delle due posizioni dell'indice può 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, 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 a impiegare sostanze alternative meno inquinanti.

L'indice viene determinato in modo oggettivo e riproducibile. 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.

Il criterio di valutazione adottato è di seguito riportato:

CRITERIO PER DETERMINARE LA SIGNIFICATIVITÀ DI UN ASPETTO AMBIENTALE

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.

La significatività di un aspetto è:

Alta, quando l'IR è pari a 22 (in ogni caso)

Alta quando $IR > 11$ e nel contempo sussiste almeno una delle condizioni indicate in tab: A (LAG = 1)

Media quando l'IR è $>$ di 11 ma non sussiste nessuna delle condizioni indicate in tab: A (LAG = 0)

Media quando l'IR è $>$ di 01, ed è associata a una delle condizioni indicate in tab: A (LAG = 1)

Bassa quando l'IR è $>$ di 01, ma non sussiste nessuna delle condizioni indicate in tab: A (LAG = 0)

In tutti gli altri casi ($IR = 00$ e $IR = 01$) l'aspetto è Non Significativo (NS).

Gli aspetti classificati come significativi devono essere inclusi nel Sistema di Gestione Ambientale e nel processo di riesame. Quelli individuati come non significativi vanno comunque ripresi in considerazione per tener conto delle evoluzioni possibili.

Gli aspetti indiretti devono essere presi in conto nel Sistema di Gestione Ambientale, al fine di attivare, ove possibile, azioni che consentano di ridurre la loro significatività. Se il controllo gestionale di tali aspetti è nullo, non è possibile attivare azioni al fine di ridurre la significatività. Nel registro degli aspetti e impatti ambientali per ogni aspetto ambientale indiretto deve essere specificato il grado di controllo che l'azienda può esercitare.

Nessuna delle attività afferenti alla produzione di energia elettrica è stata totalmente terziarizzata, per cui gli aspetti ambientali devono essere individuati di volta in volta in funzione delle attività parziali affidate.

È stata adottata una procedura fornitori che consente di specificare in fase di stesura dei contratti, i requisiti ambientali relativi alle forniture e prestazioni.

Aspetti diretti e indiretti

Il procedimento di identificazione porta a identificare gli aspetti ambientali, compresi quelli remoti o dovuti a terzi. Completato questo procedimento, per discriminare gli aspetti ambientali diretti da quelli indiretti, bisogna stabilire, per ciascuno degli aspetti ambientali identificati, se il grado di controllo gestionale di Enel è totale, è parziale o è nullo.

Il controllo gestionale è TOTALE se le attività le operazioni e i servizi considerati sono svolti:

- direttamente dal personale delle aree della Divisione GEM;
- da terzi che operano presso gli impianti sotto il diretto controllo operativo di Enel;
- da terzi che operano in modo autonomo quando le prestazioni ambientali sono controllabili attraverso l'introduzione di vincoli contrattuali specifici e verificabili.

Il controllo gestionale è NULLO se si verificano le seguenti circostanze.

Si tratta di attività o di operazioni svolte da terzi in maniera del tutto autonoma, oppure di servizi generali che danno, o possono dar luogo, a impatti ambientali rilevanti, per lo più remoti rispetto al sito produttivo. Si tratta di elementi che, per motivi tecnici, o legali, o di mercato, non sono né controllabili attraverso vincoli contrattuali, né influenzabili mediante azioni di sensibilizzazione e coinvolgimento dei soggetti interessati. Inoltre non sono possibili scelte organizzative, tecnologiche e commerciali alternative che siano economicamente sostenibili.

Il controllo gestionale è PARZIALE nei casi diversi dai precedenti, ovvero quando Enel può avere una qualche influenza attraverso azioni di sensibilizzazione e coinvolgimento dei soggetti interessati, oppure, in una prospettiva di medio e lungo periodo, sono attuabili scelte organizzative, tecnologiche e di mercato alternative, economicamente sostenibili, che possono consentire un migliore controllo degli impatti.

Un aspetto è indiretto se il controllo gestionale di Enel è parziale o nullo.

Per gli aspetti ambientali indiretti sui quali il controllo gestionale è nullo, non è possibile prevedere l'adozione di azioni di miglioramento che consentano di ridurre la significatività.

Gli aspetti associati a un controllo gestionale parziale devono comunque essere presi in conto nel Sistema di Gestione Ambientale; si applica a tal proposito l'apposita procedura operativa "Fornitori".

4. Definizione e verifica del campo acustico dell'impianto

Emissioni e immissioni

Classi di destinazione d'uso e valori limite di rumore in dB(A)

	Emissioni massime		Immissioni massime	
	giorno	notte	giorno	notte
I aree particolarmente protette	45	35	50	40
II aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III aree di tipo misto	55	45	60	50
IV aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Note: il periodo diurno va dalle ore 6 alle 22, il notturno alle 22 alle 6
dB(A) = Decibel A, vedi anche glossario

Per emissione si intende il rumore generato da una sorgente misurato in prossimità della sorgente stessa in spazi frequentati da persone e comunità. Nel caso di un impianto perimetrato, i limiti fissati per le emissioni devono essere verificati sul confine in spazi frequentabili. Per immissione si intende il rumore generato da una o più sorgenti in un ambiente abitativo o in un ambiente esterno frequentato da persone e comunità. I valori limite di immissione di una classe sono maggiori del limite di emissione proprio per tener conto del fatto che più sorgenti sonore possano contemporaneamente contribuire a innalzare il livello sonoro in prossimità di abitazioni o ricettori sensibili all'aperto.

Modello matematico per la definizione del campo acustico

Per valutare l'impatto acustico degli impianti termoelettrici Enel ha commissionato al CIRIAF (Centro Interuniversitario per la Ricerca sugli Inquinamenti da Agenti Fisici - Università di Perugia) la predisposizione di un modello matematico che consentisse di discriminare le immissioni dell'impianto

in situazioni acusticamente complesse a causa della presenza di molte sorgenti e di valutare le modifiche all'impatto acustico in occasione di rifacimenti impiantistici. Il modello è stato utilizzato e verificato in più impianti, tanto che il Ministero dell'Ambiente lo ha approvato quale strumento di valutazione dell'impatto acustico dei progetti di modifica degli impianti termoelettrici sottoposti ad autorizzazione. Il modello è stato sviluppato e inizialmente validato proprio nella centrale della Spezia.

L'applicazione del modello richiede la misura dei livelli e delle potenze sonore in corrispondenza delle principali sorgenti dell'impianto. I dati rilevati costituiscono i dati di input del modello. Nel caso specifico la caratterizzazione delle sorgenti ha richiesto misure su 27 punti interni alle aree d'impianto. Per verificare i risultati del modello (verifica di calibrazione) è sufficiente confrontare su un numero limitato di punti opportunamente scelti i valori previsti dal modello con valori misurati realmente.

L'applicazione del modello, con riferimento alla situazione impiantistica consolidatasi dopo gli interventi di adeguamento ambientale, consente di verificare la compatibilità dell'impatto acustico dell'impianto con la classificazione acustica del territorio sopra illustrata.

Verifica dei limiti di rumore

Un modo semplice per impostare la verifica di compatibilità dell'impatto acustico della centrale rispetto alla classificazione acustica del territorio è quello di sovrapporre le isofoniche calcolate dal modello, alla mappa che riassume la classificazione acustica del territorio, come fatto nella figura 24. Da tale sovrapposizione risulta che, fatta eccezione per l'area a sud est dell'impianto (area interna alla circonferenza gialla sulla figura), sono rispettati sia i valori di emissione sia i valori di immissione. I valori di emissione vanno individuati in corrispondenza delle intersezioni delle isofoniche con il perimetro d'impianto, i valori di immissione, da confrontare con i limiti di zona, devono essere individuati in prossimità di luoghi abitati o frequentati da persone e comunità. I valori limite di immissione sono ovunque rispettati.

Il rispetto dei limiti di immissione assoluta esonera l'impianto dalla verifica del livello di immissione differenziale, vale a dire dalla valutazione della variazione del rumore all'interno degli ambienti abitativi dovuta all'emissione dell'impianto rispetto alla situazione di impianto fermo.

Glossario

AIA: Autorizzazione Ambientale Integrata.

ALTERNATORE: macchina elettrica che consente la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica.

AMBIENTE: contesto nel quale una organizzazione opera, comprendente l'aria, l'acqua, il terreno, le risorse naturali, la flora, la fauna, gli esseri umani e le loro interrelazioni.

APAT: Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici.

ARPA: Agenzia Regionale Protezione Ambiente.

ASL: acronimo di Azienda Sanitaria Locale.

ASPETTO AMBIENTALE: Elemento di un'attività, prodotto o servizio di una organizzazione che può interagire con l'ambiente.

AUDIT AMBIENTALE: processo di verifica sistematico e documentato per conoscere e valutare, con evidenza oggettiva, se il Sistema di Gestione Ambientale di un'organizzazione è conforme ai criteri definiti dall'organizzazione stessa per l'audit del Sistema di Gestione Ambientale e per comunicare i risultati di questo processo alla direzione dell'organizzazione (UNI EN ISO14001).

CESI: Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano.

CO: monossido di carbonio.

CO₂: biossido di carbonio (anidride carbonica).

CONVALIDA DELLA DICHIARAZIONE AMBIENTALE: atto mediante il quale il Verificatore ambientale, accreditato da EMAS Italia, esamina la Dichiarazione ambientale dell'organizzazione e convalida che i contenuti sono conformi al Regolamento EMAS in vigore.

CONSUMO SPECIFICO: rapporto tra la quantità di energia contenuta nel combustibile impiegato e la corrispondente quantità di energia elettrica prodotta.

CORE BUSINESS: Attività economica più importante per l'azienda.

CPI: Certificato Prevenzione Incendi.

dB(A): decibel (A) misura di livello sonoro. Il simbolo (A) indica la curva di ponderazione utilizzata per correlare la sensibilità dell'organismo umano alle diverse frequenze.

DeNO_x: impianto per la riduzione degli ossidi di azoto nei fumi della sezione 3.

DeSO_x: impianto per la riduzione del biossido di zolfo nei fumi della sezione 3.

DICHIARAZIONE AMBIENTALE: è il documento con il quale l'organizzazione fornisce al pubblico e agli altri soggetti interessati, informazioni sull'impatto e sulle prestazioni ambientali che derivano dalla propria attività, nonché sul continuo miglioramento delle sue prestazioni ambientali.

DPCM: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri.

DPI: Dispositivi di Protezione Individuale

EMAS (Eco-Management and Audit Scheme): Sistema disciplinato dal Regolamento (CE) n. 761/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 marzo 2001 sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione ed audit.

ENERGIA NETTA: Energia effettivamente immessa nella rete nazionale di distribuzione.

GEM: Divisione Generazione ed Energy Management.

IMPATTO AMBIENTALE: qualsiasi modifica all'ambiente, positiva o negativa, totale o parziale, derivante in tutto o in parte dalle attività, dai prodotti o servizi di un'organizzazione.

IPA: Idrocarburi Policiclici Aromatici.

ITAR: Impianto Trattamento Acque Reflue di centrale.

kSm³ (Chilo standard metri cubi): migliaia di metri cubi alle condizioni standard ossia alla temperatura di 25 °C e alla pressione di 1 atmosfera.

KV (ChiloVolt): misura della differenza di potenziale di un circuito elettrico equivalente a 1.000 Volts.

kWh (CHILOWATTORA): è l'unità di misura dell'energia elettrica.

MICA: Ministero Industria, Commercio e Artigianato.

MICROINQUINANTI: sostanze le cui concentrazioni in atmosfera sono relativamente basse, ossia dell'ordine dei µg/m³ (microgrammi per metro cubo) o dei ng/m³ (nanogrammi per metrocubo) come, ad esempio, gli idrocarburi aromatici, gli IPA, i metalli pesanti e le diossine.

MIGLIORAMENTO CONTINUO: processo di accrescimento del Sistema di Gestione Ambientale per ottenere miglioramenti della prestazione ambientale complessiva in accordo con la Politica ambientale della centrale.

Nm³: Normal metro cubo, misura del volume di effluente gassoso rapportato alle condizioni fisiche normali (0° C e 0,1013 MPa)

NORMA UNI EN ISO 14001:2004: versione ufficiale in lingua italiana della norma europea EN ISO 14001:2004. La norma specifica i requisiti di un Sistema di Gestione Ambientale che consente a un'organizzazione di formulare una Politica ambientale e stabilire degli obiettivi ambientali, tenendo conto degli aspetti legislativi e delle informazioni riguardanti gli impatti ambientali significativi della propria attività.

OBIETTIVO AMBIENTALE: il fine ultimo ambientale complessivo, derivato dalla Politica ambientale, che un'organizzazione decide di perseguire e che è quantificato ove possibile.

OCD: Olio Combustibile Denso.

PARTI INTERESSATE: Persona o gruppo che abbia interesse nelle prestazioni o nei risultati di un'organizzazione o di un sistema, es: gli azionisti, i dipendenti, i clienti, i fornitori, le Comunità locali (abitazioni, aziende agricole, ecc.) le Istituzioni, le Associazioni di categoria e di opinione.

PCB: policlorobifenili. Sostanze ecotossiche utilizzate in passato per migliorare le capacità dielettriche degli oli utilizzate nelle apparecchiature elettriche.

ph: Indica l'acidità o l'alcalinità di un liquido

POLITICA AMBIENTALE: dichiarazione, fatta da un'organizzazione, delle sue intenzioni e dei suoi principi in relazione alla sua globale prestazione ambientale, che fornisce uno schema di riferimento per l'attività da compiere e per la definizione degli obiettivi e dei traguardi in campo ambientale.

PORTATA: volume d'acqua o di altro fluido che passa in una sezione geometricamente definita nell'unità di tempo.

POTENZA EFFICIENTE: è la massima potenza elettrica realizzabile con continuità dalla derivazione per almeno quattro ore, per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti di impianto efficienti e nelle condizioni più favorevoli di salto e di portata.

POTENZA INSTALLATA: è la somma delle potenze elettriche nominali di tutti i generatori installati in una centrale e connessi alla rete direttamente o a mezzo di trasformatore. Si esprime in kVA.

PROGRAMMA AMBIENTALE: descrizione degli obiettivi e delle attività specifici dell'impresa, concernente una migliore protezione dell'ambiente in un determinato sito, ivi compresa una descrizione delle misure adottate o previste per raggiungere questi obiettivi e, se del caso, le scadenze stabilite per l'applicazione di tali misure.

REGOLAMENTO CE n. 761/2001: regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sull'adesione volontaria delle organizzazioni a un sistema comunitario di ecogestione e audit emanato il 19 marzo del 2001.

SF6: esafloruro di zolfo.

SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE: la parte del sistema di gestione generale che comprende la struttura organizzativa, le attività di pianificazione, le responsabilità, le prassi, le procedure, i processi, le risorse per elaborare, mettere in atto, conseguire, riesaminare e mantenere attiva la Politica ambientale di un'organizzazione.

SITO: tutto il terreno, in una zona geografica precisa sotto il controllo gestionale di un'organizzazione che comprende attività, prodotti e servizi. Esso include qualsiasi infrastruttura, impianto e materiali.

SO₂: biossido di zolfo.

tep: tonnellate di petrolio equivalenti.

TRAGUARDO AMBIENTALE: requisito di prestazione dettagliato, possibilmente quantificato, riferito a una parte o all'insieme di una organizzazione, derivante dagli obiettivi ambientali e che bisogna fissare e realizzare per raggiungere questi obiettivi.

UNITÀ DI PRODUZIONE: l'insieme dei macchinari costituiti da una turbina che fornisce l'energia meccanica, l'alternatore che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica e del trasformatore che eleva la tensione elettrica per consentire il trasporto dell'energia elettrica prodotta sulla rete di trasporto nazionale.

UTF: Ufficio Tecnico di Finanza.

VASCHE API: Separatori della fase oleosa da quella liquida (American Petroleum Institute).

VERIFICATORE AMBIENTALE ACCREDITATO: qualsiasi persona o organizzazione indipendente da Enel, che abbia ottenuto l'accreditamento in conformità alle condizioni e procedure stabilite dal Regolamento EMAS.

VVF: acronimo di Vigili del Fuoco.

Concept design
Inarea Strategic Design

Realizzazione
Online - Roma

Stampa
Tipografia Facciotti - Roma

Tiratura 150 copie

Finito di stampare nel mese di luglio 2009
su carta ecologica riciclata Fedrigoni Symbol Freelif



Pubblicazione fuori commercio

A cura di
Direzione Relazioni Esterne
© Enel SpA
00198 Roma, Viale Regina Margherita 137

