

RELAZIONE TECNICA DEL PROCESSO PRODUTTIVO

1 PREMESSA E SCOPI

Il sito produttivo della Centrale Termoelettrica di Montalto di Castro, situato nel territorio del Comune omonimo, è di proprietà dell'ENEL Produzione S.p.A.

Le attività svolte presso il sito ricadono nell'ambito delle finalità istituzionali dell'ENEL Produzione S.p.A. relative alla produzione di energia elettrica ottenibile dai combustibili. L'attività produttiva della Centrale Termoelettrica di Montalto di Castro, si svolge sotto la responsabilità del Direttore dell'Unità di Business corrispondente. La Direzione dell'impianto ha sede all'interno dello stabilimento situato in località Pian dei Gangani snc – Montalto di Castro (VT).

Il documento, presentando aspetti tecnici specifici, si rivolge ad esperti che conoscono, in linea generale, il processo produttivo, le problematiche tecnico - gestionali legate agli aspetti ambientali, nonché le caratteristiche territoriali ed i processi ambientali che interagiscono direttamente e indirettamente con l'attività produttiva.

2 L'ATTIVITA' PRODUTTIVA

2.1 Caratteristiche generali della Centrale

L'Unità di Business Termoelettrica Montalto di Castro – Centrale Alessandro Volta, fa parte della Società ENEL Produzione S.p.A. costituita in seguito al Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n°79, d'attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e al successivo Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 4 agosto 1999 relativo all'approvazione del piano per la cessione degli impianti ENEL S.p.A.

L'unità di Business Termoelettrica Montalto di Castro sovrintende alla gestione operativa dell'impianto; è responsabile del risultato tecnico-economico; formula il budget controllandone l'evoluzione nel corso dell'anno; gestisce le risorse e le relazioni sindacali, i rapporti con il territorio e con gli enti esterni; acquisisce le risorse esterne per l'operatività dell'impianto.

Tutte le attività della Centrale Alessandro Volta sono riportate alla responsabilità del Direttore dell'Unità.

Il Direttore dell'Unità di Business si avvale di una struttura di staff articolata in: Amministrazione e Controllo, Personale e Servizi, Esercizio Ambiente e Sicurezza, Supporto Tecnico.

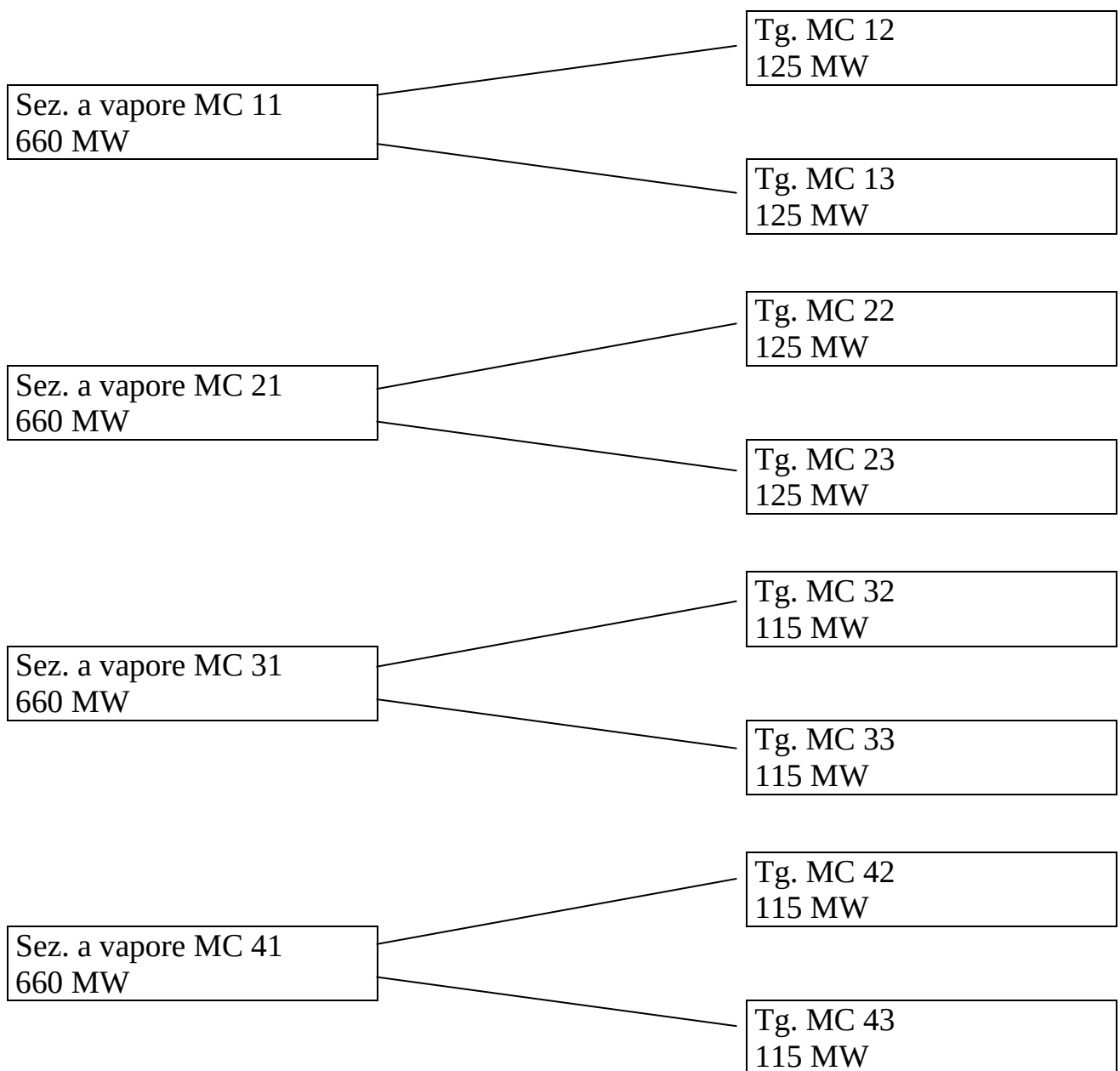
Al Direttore fanno altresì riferimento diretto due Strutture operative: Sezione Esercizio e Sezione Manutenzione (a sua volta suddivisa in Meccanica ed Elettrica).

La Centrale Termoelettrica Alessandro Volta è sita nel territorio del Comune di Montalto di Castro, Località Pian dei Gangani, in un'area prospiciente il Mare Tirreno, di circa 220 ha, di cui 15 circa occupati dal dismesso impianto nucleare, 50 ha (area ex GNL) sono stati dati in comodato al Comune di Montalto di Castro, ulteriori 30 ha sono area logistica per Imprese.

L'accesso all'impianto avviene tramite una strada di circa 2 Km di lunghezza che collega l'impianto alla vicina strada statale Aurelia SS 1.

L'impianto policombustibile è composto da 4 sezioni a vapore e 8 turbogas di ripotenziamento, due per ogni sezione termoelettrica.

La potenza elettrica di ciascuna sezione a vapore e di ogni turbogas è riportata nella seguente tabella:



2.2 Descrizione del processo

La Centrale Termoelettrica è uno stabilimento in cui avviene la trasformazione dell'energia chimica del combustibile fossile in energia elettrica: nel generatore di vapore l'energia chimica si trasforma in energia termica attraverso la combustione dell'olio combustibile e/o del gas naturale. L'energia termica contenuta nel vapore, tramite l'azionamento della turbina, viene trasformata in energia meccanica e questa in energia elettrica attraverso l'alternatore.

L'impianto è costituito da 4 sezioni ripotenziante in cui il ciclo termico di ciascun gruppo a vapore è integrato con il ciclo di due gruppi turbogas ed è caratterizzato dalla massima flessibilità operativa che consente di poter funzionare con le caldaie ed i gruppi turbogas in repowering (con un'efficienza maggiore rispetto a quella ottenibile in ciclo semplice) o con le sole unità a vapore.

I gruppi a vapore da 660 MW sono caratterizzati da caldaie Up ipercritiche ad attraversamento forzato sulle sezioni 1 e 2 e da caldaie ipercritiche di tipo "combinato" sulle sezioni 3 e 4.

L'alimentazione delle caldaie dei gruppi a vapore viene effettuata con una turbopompa in normali condizioni di esercizio o con due elettropompe a portata ridotta in fase di avviamento.

Attraverso il vapore spillato dalla turbina principale, l'acqua di alimento viene progressivamente riscaldata, prima dell'ingresso in caldaia, in due file di preriscaldatori di bassa pressione, un degasatore e due file di preriscaldatori di alta pressione.

La trasformazione dell'acqua in vapore avviene nel generatore di vapore dal quale il vapore surriscaldato accede al corpo AP della turbina.

Il vapore in uscita dal corpo di alta pressione della turbina ritorna parzialmente in caldaia dove viene risurriscaldato per acquisire l'entalpia necessaria per la successiva espansione nel corpo di media pressione e nei due corpi di bassa pressione.

Dalla turbina di bassa pressione il vapore viene inviato al condensatore (fascio tubiero ad acqua di mare) ove viene trasformato in fase liquida al fine di alimentare nuovamente la caldaia.

I gruppi turbogas sono costituiti, in sequenza, da : compressore, camera di combustione, turbina e alternatore.

A valle di ogni turbina a gas è installato un generatore di vapore a recupero GVR, in altre parole una caldaia a corpo cilindrico a circolazione naturale che, sfruttando il calore residuo dei gas di scarico (circa 500 °C all'ingresso), produce vapore surriscaldato che si immette nella sezione di media pressione della turbina principale dopo essere stato miscelato con il vapore surriscaldato proveniente dalla caldaia convenzionale.

Le tubazioni del vapore surriscaldato, uscenti da ciascuna coppia di GVR funzionanti in parallelo e alimentati dal degasatore del ciclo, si riuniscono in un collettore che alimenta la turbina di media pressione del gruppo da 660 MW.

I GVR relativi ai turbogas 32, 33, 42, 43 sono stati integrati con un modulo di bassa pressione per la produzione di vapore potenzialmente utilizzabile per l'area industriale (AICOM) sita in località "Due Pini" e per il degasatore dei gruppi a vapore 3° e 4°.

2.3 AREE DI CENTRALE, INFRASTRUTTURE E SERVIZI

2.3.1 PROFILO STORICO DELL'UTILIZZAZIONE DELL'AREA DI INSEDIAMENTO DELLA CENTRALE

L'individuazione del sito di Montalto di Castro è iniziata negli anni 1972/1973 con l'ipotesi Euratom di realizzare un impianto nucleare per la produzione di energia elettrica (EURODIF).

L'impianto, della potenza di 4x1000 MW, era stato inizialmente localizzato nell'area Tarquinia – Montalto di Castro. Dopo la decisione Euratom di realizzare l'impianto EURODIF a Tricastin (Francia), il governo italiano decise di costruire nel 1974, nella stessa area già individuata e verificata in sede internazionale, una centrale nucleare costituita da due reattori ad acqua bollente della potenza di 1000 MW ciascuno.

La realizzazione dell'impianto nucleare di Montalto di Castro venne approvata dal CIPE con delibera del 26/6/1974 e dal Consiglio di Amministrazione dell'ENEL con delibera del 23/7/1974. Sulla base di quanto previsto dalle leggi n. 880/73 e n. 393/75 in merito alla procedura di localizzazione di impianti energetici, il 7/11/1975 l'ENEL presentò al Ministero per l'Industria, il Commercio e l'Artigianato (MICA) alla Regione Lazio e all'ENEA (Ente Nazionale per l'Energia Atomica) il Rapporto Preliminare di Sicurezza per la parte Sito (documento archiviato), per le due localizzazioni alternative di Pian di Spille (Tarquinia) e Pian dei Gangani (Montalto di Castro).

Al termine dell'istruttoria tecnica, in data 11/8/1976, l'ENEA espresse al MICA e alla Regione Lazio il parere sulla localizzazione ai sensi dell'art.4 della legge 393/75. A seguito di ciò la Regione, in data 22/9/1976, determinò, sentiti i pareri degli enti interessati, la definitiva localizzazione dell'impianto nel Comune di Montalto di Castro, località Pian dei Gangani.

Il 2/12/1976 il MICA, con apposito decreto, autorizzò l'ENEL a dare corso all'esecuzione delle opere preliminari di preparazione del sito (sterri, sbancamenti, strade,...), sotto la vigilanza tecnica del CNEN, fissando l'inizio lavori entro il 31/12/1976.

In seguito ad una richiesta formulata dalla Giunta Regionale Lazio in data 2/02/78 il Consiglio dei Ministri predispone lo stanziamento di trenta miliardi (da impiegare nel quadriennio 1977-1981) per la realizzazione di un piano per il riequilibrio economico e territoriale da assegnare ai Comuni del comprensorio.

Il 24 Marzo 1978 il Consiglio Comunale di Montalto di Castro approva la stipula di convenzione con l'Enel.

Il 13/04/78 furono assegnati altri 4 miliardi da inserire nel bilancio di previsione regionale per il 1979 al fine di controllare fenomeni quali l'abbandono dell'agricoltura e lo spopolamento, possibili conseguenze della costruzione della centrale.

Dopo il rilascio del nulla osta alla costruzione da parte dei Ministeri competenti, avvenuto nel Febbraio 1979 ai sensi del DPR 185, l'ENEL ha avviato i lavori di scavo e le attività civili con inizio del montaggio del reattore della prima unità nel Dicembre 1985.

A seguito dell'incidente di Cernobyl (26 Aprile 1986) e del successivo referendum (Novembre 1987) il CIPE deliberò, nel Dicembre 1987, la sospensione dei lavori di costruzione dell'impianto nucleare il cui stato di avanzamento aveva superato il 70% (*fig. C.2.1/1*).

Con successiva risoluzione del 18/12/1987 il Parlamento impegnò il Governo a verificare la possibilità tecnica e la convenienza economica di una riconversione della centrale nucleare in una convenzionale.

Il MICA istituì quindi un'apposita commissione con il compito di effettuare le verifiche richieste dal Parlamento.

La Commissione, dopo aver esaminato 6 diverse alternative, indicò come preferibili due soluzioni che prevedevano la realizzazione ex-novo, rispettivamente, di 4 gruppi policombustibili standard o di 7 gruppi modulari a ciclo combinato. Le altre alternative, che prevedevano il riutilizzo del macchinario termoelettrico dell'impianto nucleare, furono giudicate tecnicamente meno soddisfacenti e meno affidabili data la complessità del riutilizzo del macchinario e la mancanza di significative esperienze a livello internazionale.

In data 14/4/1988 il Consiglio dei Ministri, nel frattempo rinnovato, nel deliberare una nuova sospensione dei lavori espresse, in attuazione della linea programmatica su cui si era costituito il nuovo Governo, il proprio orientamento in favore della trasformazione della centrale in impianto policombustibile. In data 17/6/1988 il MICA, nel prendere atto che tra le due alternative giudicate idonee dalla Commissione quella policombustibile comportava il massimo delle ricadute in termini occupazionali ed assicurava un maggior recupero delle opere già realizzate, chiese all'ENEL di individuare una possibile variante che, pur conservando i vantaggi di flessibilità, consentisse migliori rendimenti della centrale e quindi una riduzione complessiva del costo del kWh.

Il 14/7/1988 l'ENEL trasmise al MICA una nota tecnica che indicava come soluzione migliorativa il ripotenziamento di ciascuna delle 4 unità policombustibile mediante aggiunta di 2 turbogas.

Il Consiglio dei Ministri disponeva con Decreto n.324 del 6 Agosto 1988 reiterato il 6/10/1988, n° 427, e successivamente il 10/12/1988, n. 522, la definitiva interruzione dei lavori di costruzione dell'impianto nucleare "Alto Lazio" e l'autorizzazione alla costruzione nel sito di Pian dei Gangani (Montalto di Castro) di un impianto termoelettrico policombustibile ripotenziato con turbine a gas.

"La motivazione di tale autorizzazione risiedeva nella straordinaria necessità ed urgenza di installare potenza elettrica anche per supplire alla minore disponibilità in rete dopo la rinuncia all'impiego di impianti nucleari".

Pertanto, il decreto legge sostituiva le procedure autorizzative vigenti per la localizzazione e la costruzione della centrale e delle opere connesse ad esclusione dell'autorizzazione all'esercizio. Il decreto stabiliva inoltre che l'impianto doveva rispettare i limiti alle emissioni in atmosfera successivamente definiti con apposito decreto da emanare ai sensi della legge 203/88 per recepire le norme comunitarie in materia.

Nel corso del dibattito parlamentare per la conversione in legge, il Governo condivise l'O.d.G. approvato il 9/2/89 dalla Commissione Industria del Senato, con il quale si escludeva il carbone quale combustibile solido per l'impianto.

Il 10 Febbraio 1989 il Parlamento convertiva, senza modificazioni, il decreto legge in questione nella legge 42/89.

Il Decreto di autorizzazione all'esercizio dell'impianto, per una potenza elettrica netta complessiva pari a 3300 MW, è stato emanato successivamente dal Ministero dell'Industria in data 13 Marzo 1992 previo parere favorevole dei Ministeri dell'Ambiente e della Sanità nonché della regione Lazio (ai sensi dell'Accordo Procedimentale Interministeriale del 10 Aprile 1991).

Più recentemente, dato l'impatto rilevante delle opere marittime relative al terminale per il Gas Naturale Liquefatto (impianto GNL) a servizio della centrale e alla conseguente domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dall'ENEL in data 15/10/93 ai Ministeri dell'Ambiente e della Marina Mercantile ai sensi dell'art.1 della legge 28/2/92 n.220, è stato pubblicato in data 23/3/94 il Decreto del Ministero dell'Ambiente che ha imposto il riesame del progetto limitatamente a tali opere.

La revisione di tale progetto, consistente in particolare nella realizzazione di una condotta sottomarina per il collegamento delle opere a mare con quelle a terra del GNL in sostituzione del previsto pontile lungo circa 1600 metri, ha condotto ad un progetto di massima conclusosi nel Dicembre 1994. Tale progetto è stato quindi presentato dall'ENEL

alla Commissione per la valutazione di impatto ambientale in coincidenza di un incontro organizzato dalla presidenza della Provincia di Viterbo presso il Comune di Montalto di Castro.

Il Ministero dell'Ambiente, in data 30/6/1995, ha emanato un successivo decreto nel quale, pur ritenendo ridotto l'impatto complessivo dell'opera rispetto alla precedente soluzione progettuale, lo valutava comunque rilevante. In particolare, le novità emerse nel corso dell'istruttoria hanno introdotto, quale elemento decisivo, il concetto che la centrale può essere alimentata a gas naturale anche senza un terminale in loco. Pertanto, pur esprimendo la Commissione un giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto revisionato del terminale GNL, è emerso che la realizzazione di tale terminale non è più un presupposto vincolante ai fini dell'esercizio dell'impianto termoelettrico di Montalto di Castro.

Tale considerazione ha quindi permesso al MICA, anche a seguito della formalizzazione di un protocollo d'intesa tra ENEL e SNAM concernente i criteri in base ai quali venivano a regolarsi i rapporti in caso di realizzazione di un terminale di rigassificazione in altro sito (comune di Monfalcone), di emanare il decreto del 30/6/95 con il quale veniva fissata a non prima del 15 Maggio 1996 la data di inizio dei lavori di costruzione del GNL di Montalto di Castro a condizione che non fossero prima intervenute tutte le autorizzazioni necessarie alla realizzazione del terminale nel comune di Monfalcone.

Successivamente a tale decreto l'ENEL considerava non più necessaria la realizzazione di tale terminale a Montalto di Castro e quindi disponeva per la rinuncia alla realizzazione dell'opera.

Nel frattempo, con il proseguire dei lavori di costruzione della centrale, veniva effettuato il primo parallelo tecnico in data 7/12/1995 relativo alla prima sezione a vapore alimentata con gas naturale. Su tale sezione è stata effettuata, nel Dicembre 1996, la messa a regime degli impianti di abbattimento delle emissioni, con funzionamento a gas in assetto ripotenziato, ai sensi dell'art.8 comma 2 del DPR 203/88,.

Durante tutto il periodo di costruzione delle unità a vapore le otto unità turbogas, la cui messa a regime e il relativo periodo per il rilievo dati (di cui all'art.8 comma 2 del DPR 203/88) sono riportati nella seguente tabella, sono state esercite in ciclo semplice per coprire le punte del diagramma di carico della rete.

Date di messa a regime TURBOGAS	Periodo rilievo dati ambientali art. 8 comma 2 DPR 203/88
MC 42 – 30/11/1992	Dal 01/12/1992 al 14/12/1992
MC 12 - 02/12/1992	Dal 02/12/1992 al 22/12/1992
MC 22 - 15/12/1992	Dal 02/12/1992 al 22/12/1992
MC 13 - 16/12/1992	Dal 02/12/1992 al 22/12/1992
MC 43 - 22/03/1993	Dal 23/03/1993 al 02/04/1993
MC 23 - 05/04/1993	Dal 06/04/1993 al 21/04/ 1993
MC 32 - 10/05/1993 DLN	Dal 11/05/1993 al 21/05/1993 DLN
MC 33 - 30/09/1993 DLN	Dal 01/10/1993 al 15/10/1993 DLN

Date di messa a regime Gruppi a Vapore	Periodo rilievo dati ambientali Art. 8 comma 2 DPT 203/88
MC 11 – 14/12/1996 (gas) 28/10/1997 (olio)	10 gg
MC 21 – 28/10/1997	10 gg
MC 31 – 19/11/1998	10 gg
MC 41 – 30/08/1999	10 gg

A seguito della messa in esercizio , luglio 1997, dell'oleodotto sottomarino di collegamento con il parco combustibili della Centrale di Torrevaldaliga Nord e della conseguente disponibilità dell'olio combustibile presso la Centrale di Montalto di Castro, è stata nuovamente eseguita, Ottobre 1997, la messa a regime della 1^a e 2^a unità a vapore con funzionamento policombustibile in assetto ripotenziato con due turbine a gas.

Per la 3^a e 4^a unità a vapore, nello stesso assetto di esercizio, la messa a regime degli impianti di abbattimento delle emissioni è stata effettuata rispettivamente nel Novembre 1998 e nell'Agosto 1999. A partire da quest'ultima data pertanto l'intero impianto ha raggiunto il suo assetto di esercizio definitivo ed è disponibile per un servizio continuo di erogazione dell'energia elettrica.

2.3.2 LE AREE DI INSEDIAMENTO DELLA CENTRALE, DELLE INFRASTRUTTURE E DEI SERVIZI

L'impianto termoelettrico policombustibile Alessandro Volta è situato in località Pian dei Gangani, nel comune di Montalto di Castro.

L'area sulla quale tale insediamento produttivo sorge confina ad est con una strada secondaria proveniente dal km 114 della SS n.1 Aurelia, in località Due Pini; a nord con la linea ferroviaria Roma-Genova; ad Ovest con il fosso Tafone e a Sud con la fascia costiera profonda circa 50 metri (a partire dalla linea di battigia) appartenente al Demanio Pubblico dello Stato.

L'area di proprietà ENEL ha estensione di circa 220 ha ed è collegata alla SS Aurelia da un raccordo stradale idoneo per le esigenze di costruzione e di esercizio dell'impianto.

L'intero impianto policombustibile, è realizzato in adiacenza all'ex centrale nucleare (lato sud).

Quest'ultima completamente svuotata di tutte le componenti impiantistiche interne è recintata ed esclusa interamente dal processo produttivo della Centrale.

L'area in cui sorgono i manufatti ex nucleare, di circa 15 ha di estensione, è interdetta sia al personale ENEL che a quello delle Imprese e non è oggetto di alcun controllo gestionale finalizzato al processo produttivo dell'impianto.

Altre due aree di proprietà ENEL confinanti con l'insediamento produttivo sono l'area ex GNL di circa 50 ha e l'area logistica delle Imprese di circa 30 ha.

La prima, comprensiva degli otto pozzi devoteri per l'abbassamento della falda acquifera necessari alla realizzazione dei quattro serbatoi criogenici da 80.000 m.c. ciascuno per lo stoccaggio di gas liquefatto, è stata data in comodato al Comune di Montalto di Castro nel Novembre 1999 e per possibili sviluppi impiantistici di acquitermia e acquacoltura come prevedono le attuali convenzioni tra ENEL e Comune e tra ENEL e Provincia.

L'area è interamente recintata, ed è accessibile solo al personale ENEL per il raggiungimento della postazione meteorologica.

Anche la seconda area, quella logistica assegnata alle Imprese, è recintata ed è interdetto l'accesso al personale ENEL, parte dell'area è attualmente di responsabilità del procuratore fallimentare.

L'impianto, sia come disposizione, forma e dimensione dei fabbricati principali, sia come caratteristiche del macchinario principale ed ausiliario dei cicli termici e schemi elettrici,

segue i criteri del progetto unificato dall'ENEL per sezioni da 660 MW policombustibili ripotenziati mediante turbine a gas.

Per l'approvvigionamento del combustibile liquido denso è già funzionante un oleodotto sottomarino, lungo circa 35 km, di collegamento con il deposito ENEL in esercizio della centrale di Torrevaldaliga Nord e quindi con il Porto di Civitavecchia.

Per l'approvvigionamento del combustibile gassoso è stato realizzato un gasdotto che collega l'impianto policombustibile con la dorsale principale di trasporto della rete nazionale dei metanodotti.

3 EMISSIONI IN ATMOSFERA E SCARICHI NEL CORPO IDRICO RICETTORE

3.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Il decreto MICA di autorizzazione all'esercizio della Centrale policombustibile Alessandro Volta, emanato il 13/3/92 con pareri favorevoli dei Ministeri dell'Ambiente, della Sanità nonché della Regione Lazio, ha stabilito valori limite delle emissioni gassose dell'impianto, nelle varie condizioni di esercizio, inferiori a quelli stabiliti per le nuove centrali termoelettriche. E' da sottolineare che, in caso di utilizzo simultaneo di entrambe le tipologie di combustibili (liquido e gassoso), i valori limite di emissione per il biossido di zolfo e le polveri delle unità a vapore sono ponderate in funzione della potenza termica di ciascuno di essi.

Il prospetto sottoriportato riassume i valori limite degli inquinanti emessi dalle ciminiere dei gruppi a vapore e da quelle dei turbogas in assetto ripotenziato per i quali è esplicitamente richiesto un monitoraggio continuo:

VALORI LIMITE DI EMISSIONE DEI GRUPPI A VAPORE CON GAS NATURALE

BIOSSIDO DI ZOLFO (SO₂)	OSSIDI DI AZOTO (come NO₂)	POLVERI	MONOSSIDO DI CARBONIO (CO)
PERIODO: ANNO LIMITE: 35 mg/Nmc	PERIODO: ANNO LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: ANNO LIMITE: 5 mg/Nmc	
PERIODO: MESE LIMITE: 35 mg/Nmc	PERIODO: MESE LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: MESE LIMITE: 5 mg/Nmc	PERIODO: 24 ORE LIMITE: 100 mg/Nmc
PERIODO: 48 ORE LIMITE: 35 mg/Nmc	PERIODO: 48 ORE LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: 48 ORE LIMITE: 5 mg/Nmc	PERIODO: ORA LIMITE: 125 mg/Nmc

VALORI LIMITE DI EMISSIONE DEI GRUPPI A VAPORE CON OLIO COMBUSTIBILE

BIOSSIDO DI ZOLFO (SO₂)	OSSIDI DI AZOTO (come NO₂)	POLVERI	MONOSSIDO DI CARBONIO (CO)
PERIODO: ANNO LIMITE: 400 mg/Nmc	PERIODO: ANNO LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: ANNO LIMITE: 50 mg/Nmc	
PERIODO: MESE LIMITE: 400 mg/Nmc	PERIODO: MESE LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: MESE LIMITE: 50 mg/Nmc	PERIODO: 24 ORE LIMITE: 100 mg/Nmc
PERIODO: 48 ORE LIMITE: 400 mg/Nmc	PERIODO: 48 ORE LIMITE: 100 mg/Nmc	PERIODO: 48 ORE LIMITE: 50 mg/Nmc	PERIODO: ORA LIMITE: 125 mg/Nmc

VALORI LIMITE DI EMISSIONE DEI TURBOGAS CON GAS NATURALE

OSSIDI DI AZOTO (come NO₂)	MONOSSIDO DI CARBONIO (CO)
LIMITE: 100 mg/Nmc	LIMITE: 100 mg/Nmc

Il valore limite può essere incrementato di 5 mg/Nmc per ogni aumento di rendimento superiore al 30%. In assetto ripotenziato il rendimento è pari al 42% per cui il valore limite di emissione risulta pari a : 160 mg/Nmc	
---	--

Per quanto riguarda il controllo delle emissioni relative ai gas di combustione è stato installato, in accordo con il decreto di autorizzazione all'esercizio, un sistema di misura in continuo dei gruppi policom bustibili e dei turbogas in assetto ripotenziato.

Gli analizzatori di gas (O₂, CO, NO_x, SO₂) e di polveri installati su ciascuna delle canne contenute nella ciminiera dei gruppi a vapore, nonché gli analizzatori di gas (O₂, CO, NO_x) installati sulle ciminiere dei turbogas per la misura degli stessi in assetto ripotenziato, assicurano la verifica del rispetto puntuale dei limiti imposti. Il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni è stato realizzato con specifiche di acquisizione che tenevano conto della normativa vigente (DPR 203/88, DM 12/7/90 e 6/5/92). Tali specifiche sono state progressivamente aggiornate per allineare i sistemi di calcolo e di presentazione dei dati secondo quanto previsto dall'Allegato tecnico al Decreto del Ministero dell'ambiente del 21/12/95.

E' stata inoltre prodotta una serie di documenti atti a predefinire le procedure di gestione del sistema di emissione (programma di manutenzione, verifiche di calibrazione e taratura, etc.) per garantire la qualità dei dati.

I documenti di progetto e le procedure di esercizio e manutenzione del sistema sono stati inviati alle competenti autorità preposte al controllo. In particolare, il Presidio Multizonale di Prevenzione di Viterbo (ex PMP/VT ora ARPA Lazio) è intervenuto direttamente in Centrale durante le fasi di verifica funzionale degli analizzatori, di messa in servizio e messa a punto della strumentazione di misura.

I dati relativi alle emissioni, raccolti secondo un formato di tabelle previste dalla vigente normativa in materia, vengono inviati mensilmente, per controllo e verifica, all'ARPA Lazio e, per conoscenza, al Comune di Montalto di Castro e Provincia di Viterbo.

Per il rispetto dei valori limite di emissione vengono attuati particolari assetti impiantistici associati all'uso di combustibili, quali gas naturale e olio combustibile a scarsissimo tenore di zolfo (STZ) che, già alla fonte, determinano un contenimento dei livelli emissivi. L'insieme di tali strategie garantisce livelli di emissione al di sotto delle soglie imposte dal decreto di autorizzazione all'esercizio.

L'autorizzazione all'esercizio contiene inoltre una vasta serie di prescrizioni specifiche (monitoraggio in continuo, limiti per ammoniaca, acido cloridrico, sostanze organiche volatili, etc.) che rendono i valori limite particolarmente severi e, per quanto riguarda gli ossidi di azoto e il monossido di carbonio, senz'altro più stringenti di quelli in vigore nella Comunità Europea nonché di quelli attualmente vigenti in Italia per i nuovi impianti.

Per far fronte all'insieme di queste prescrizioni, sia nel funzionamento a gas naturale che ad olio combustibile che in assetto misto, l'ENEL è ricorsa sia a tecnologie di abbattimento delle emissioni all'origine (tecniche primarie) che di depurazione dei fumi (tecniche di clean-up).

Le prime consistono in:

- ottimizzazione del processo di combustione (rapporto aria/combustibile) finalizzato ad abbassare la temperatura media di fiamma e ripartire la combustione in più stadi successivi;
- utilizzo di bruciatori TEA a bassa produzione di ossidi di azoto per le unità a vapore;
- utilizzo di speciali combustori a bassa produzione di ossidi di azoto (Dry Low NO_x o DLN) nei turbogas 12, 32, 33 ed utilizzo di iniezione di acqua nei combustori dei restanti turbogas (13, 22, 23, 42, 43) ,sprovvisti di DLN , per abbassare la temperatura di fiamma (Water injection) limitando così le emissioni;
- ricircolo di gas combusti caldi attraverso le casse d'aria con miscelazione dei gas caldi/aria comburente (gas mixing);
- messa in esercizio, dopo il superamento del minimo tecnico d'impianto, di speciali aperture (NO_x ports) per utilizzo di aria post-combustione e realizzazione di combustione primaria sottostechiometrica.

Le tecnologie secondarie consistono nel trattamento dei fumi emessi prima del raggiungimento delle ciminiere (sistemi di clean-up) ed in particolare:

- utilizzo di un processo di riduzione catalitica selettiva (impianti DeNO_x) per gli ossidi di azoto contenuti nei fumi ricchi di polveri, ottenuto per iniezione diretta nei fumi stessi di ammoniaca e passaggio attraverso idoneo catalizzatore;
- utilizzo di precipitatori elettrostatici ad elevata superficie di captazione, elevato rendimento e con più campi in serie al fine di rimuovere la maggior parte del particolato sospeso.

Il decreto di autorizzazione all'esercizio stabilisce infine i valori limite relativi ad inquinanti quali l'ammoniaca, l'acido cloridrico e sostanze organiche volatili (COV) le cui misure vengono effettuate periodicamente, unitamente a quelli relativi ai microinquinanti.

Per monitorare i livelli emissivi di questi ultimi, è stato predisposto, in accordo con tutte le autorità preposte al controllo dell'inquinamento atmosferico, un protocollo d'intesa formalizzato dalla Regione Lazio con apposito decreto del Presidente della Giunta regionale 16/12/1998 n. 2244 nel quale è stato stabilito "l'accordo di programma relativo al controllo delle centrali termoelettriche del polo energetico dell'Alto Lazio".

In tale programma viene esplicitamente definita la periodicità delle misure relative alla determinazione dei livelli di microinquinanti emessi dai gruppi a vapore, nonché quella relativa agli inquinanti per i quali è prescritta una determinazione in continuo (acido cloridrico, ammoniaca e COV) ed il flusso delle informazioni verso le competenti autorità territoriali.

Tale accordo costituisce ulteriore garanzia per quanto riguarda il rispetto della normativa vigente in materia di inquinamento atmosferico e sottopone la Centrale Alessandro Volta alla costante attenzione e vigilanza delle varie autorità preposte al controllo e alla diffusione dei dati rilevati.

3.2 SCARICHI NEL CORPO IDRICO RICETTORE

Gli effluenti idrici prodotti dalle attività della centrale e provenienti dalle aree della stessa, sono raccolti nella rete fognaria, depurati dall'impianto di trattamento delle acque reflue (ITAR) per poi essere convogliati verso gli scarichi a mare.

Il trattamento è finalizzato all'osservanza dei limiti di accettabilità specificati dalle tabelle dell'allegato 5 del D.Lgs. 152/99.

Il convogliamento dei reflui viene effettuato attraverso specifiche reti fognarie a seconda del tipo di refluo (oleoso, acido ed alcalino, ammoniacale, biologico e meteorico) ciascuno dei quali viene accumulato in serbatoi e/o vasche situati a monte della specifica sezione preposta al loro trattamento.

I reflui da depurare sono così suddivisi:

- acque biologiche: provenienti dai servizi igienici annessi agli insediamenti civili (uffici, spogliatoi, mensa) dislocati nell'area di centrale (impianti, officine, zone di insediamento ditte di manutenzione);
- acque inquinabili da oli: provenienti da acque meteoriche raccolte nei parchi combustibili, nel deposito oli lubrificanti, nelle aree dei trasformatori elettrici, arrivo oleodotto, stazione travaso e spinta olio combustibile, nell'area di deposito oli esausti e dalle restanti aree che possono essere interessate da possibili sversamenti di olio (macchinario in movimento e condense dei serbatoi oli);
- acque acide e alcaline: acque di varia provenienza che possono essere generate da attività quali lavaggi chimici di caldaia, lavaggi ciminiera e preriscaldatori di aria, rigenerazione degli impianti di trattamento condensato, dai laboratori chimici e dalle aree limitrofe ai serbatoi di stoccaggio reagenti;
- acque ammoniacali: provenienti essenzialmente dalle aree di strippaggio dei DeNOx e dai serbatoi di stoccaggio ammoniacale.

Le modalità di trattamento chimico/fisico degli effluenti sopra indicati, diversificate a seconda della loro tipologia, sono le seguenti:

a) trattamento biologico: i reflui confluiscono in una vasca di raccolta per il successivo processo di depurazione attraverso tre moduli ciascuno dei quali ha una capacità di 500 utenti più un quarto della capacità di 100 utenti.

Il ciclo di depurazione si articola in:

1. grigliatura meccanica atta a separare dai liquami eventuali solidi grossolani non biodegradabili;

2. triturazione eseguita da speciali pompe aventi il compito di sminuzzare finemente quanto di solido contenuto nelle acque precedentemente grigliate;
3. equalizzazione e sollevamento al fine di permettere una omogenea distribuzione della portata alle 3 unità di trattamento.

Dette unità sono rispettivamente costituite da una vasca di ossidazione e da una di ricircolo fanghi.

Nella prima, mediante insufflazione di aria, viene ottenuto lo sviluppo di colonie di microrganismi (fanghi attivi) la cui azione determina la trasformazione del carico organico in anidride carbonica, azoto e sali inerti; nella seconda i fanghi sedimentano in tramogge di fondo dalle quali mediante eiettori idropneumatici, giungono nuovamente nella vasca di ossidazione per mantenervi una concentrazione di fanghi tale da ottenere una rimozione del BOD₅ in ingresso tra l'85 – 90 %.

La frazione liquida in uscita dal processo di sedimentazione viene quindi raccolta in apposite canalette, eventualmente sterilizzata mediante una soluzione di ipoclorito di sodio, filtrata con un letto a quarzite ed uno a carbone attivo per la rimozione, rispettivamente, di tracce di solidi sospesi e di eventuali residui organici nonché di tensioattivi.

Il processo di depurazione comporta, oltre alla formazione di fanghi attivi, anche quella di inerti costituiti da sostanze ossidate non ulteriormente trasformabili dal metabolismo di quelli attivi.

I fanghi inerti vengono quindi periodicamente estratti e disidratati mediante sacchi filtranti di cui ciascuna unità è provvista mentre il percolato viene reintrodotta nel sistema.

I rifiuti vengono infine inviati in discarica autorizzata previa analisi e successivo smaltimento.

Per evitare la degradazione dei fanghi attivi e la conseguente interruzione del processo aerobico di depurazione durante i periodi di inattività dell'impianto, è previsto il dosaggio, in vasca di ossidazione, di una soluzione al 10 % di sostanze nutrienti costituite da urea e fosfato ammonico.

Ogni unità è inoltre provvista di coclea verticale per l'estrazione di grassi e schiume.

Queste ultime possono formarsi durante la fase di avviamento (raramente durante l'esercizio), a causa della presenza di detergenti nei liquami.

In tal caso la soppressione delle schiume può essere ottenuta con sostanze tensioattive disponibili in commercio così come un eventuale trascinarsi dei fanghi attivi dal

comparto di ossidazione può essere eliminato con l'utilizzazione di polielettroliti anionici proposti nel "libretto di gestione e manutenzione" dell'impianto. Da quanto sopra esposto il processo di depurazione biologica è in grado di assicurare un rilascio di reflui nel rispetto dell'ambiente e dei parametri stabiliti dal D. Lgs. 152/99.

Ciascuna unità biologica è a fanghi attivi, a medio/basso carico, di tipo aerobico. Sostanzialmente, in un primo comparto detto di ossidazione, si sviluppano dopo un certo periodo di maturazione, delle colonie di microrganismi (fanghi attivi) che metabolizzano le sostanze organiche contenute nei liquami, trasformandole in composti ossidati non nocivi (CO_2 , N_2 e sali inerti). Per tale funzione i microrganismi necessitano di un ambiente ricco di ossigeno che viene loro fornito mediante insufflazione d'aria distribuita da aeratori alimentati da due soffianti (una di riserva all'altra). Dal comparto di ossidazione, la miscela acqua-fanghi, affluisce al comparto di sedimentazione e ricircolo fanghi dove tale miscela subisce una sedimentazione, mentre il chiarificato viene raccolto in canalette poste superiormente e avviato ai successivi trattamenti; i fanghi sedimentati si raccolgono in tramogge di fondo da dove vengono in continuazione ripresi da eiettori idropneumatici e rinviati nuovamente al comparto di ossidazione. Tale operazione è indispensabile per mantenere sempre un'opportuna concentrazione di fango nel comparto di ossidazione affinché l'efficienza del trattamento si mantenga sempre sui valori prefissati.

Le acque chiarificate in uscita dalla sedimentazione possono affluire in una vasca di contatto posta alla base del monoblocco ove l'ipoclorito, dosato automaticamente nelle canalette superiori, potrà sviluppare, quando liberato, la sua azione battericida.

Le acque sterilizzate ovvero le stesse in uscita dai moduli senza sterilizzazione con ipoclorito, sono riprese automaticamente da pompe centrifughe ed avviate ad un filtro automatico, su letto a quarzite e a carbone attivo, con il compito di rimuovere le ultime tracce di solidi.

I fanghi di supero, qualora non più riutilizzabili nel processo, sono avviati a smaltimento finale presso discariche autorizzate.

I reflui al termine del processo sono inviati, previo attraversamento di un pozzetto di raccolta, al corpo recettore "fosso Tafone", attraverso lo scarico denominato T3B.

b) trattamento acque con oli:

le acque giungono in due vasche di raccolta da 2.000 m³ ciascuna, nelle quali viene realizzata una prima separazione dell'olio a mezzo disc-oil e funi oleomagnetiche.

L'effluente delle vasche viene successivamente trattato mediante un disoleatore fisico costituito da dodici separatori a pacchi lamellari in grado di trattare una portata sino a 300 m³/h. Il funzionamento dei separatori è basato sul principio fisico della diversa densità dei reflui in esame (acqua/olio).

La miscela acqua/olio raccolta viene inviata quindi in un serbatoio di separazione per il recupero diretto dell'olio mentre l'acqua separata è ricircolata in testa alle vasche.

A valle dei separatori viene effettuato il controllo in continuo del pH che consente il passaggio del refluo verso la sezione di trattamento chimico qualora lo stesso non risulti conforme ai limiti tabellari previsti per legge.

L'acqua depurata viene inviata tramite pompe a filtri a quarzite e a carbone attivo dove, le eventuali tracce di olio rimaste sono completamente rimosse.

Da tali filtri i reflui sono recuperati presso i serbatoi di acqua industriale o, in alternativa, per avviati al pozzetto ITAR/ITAA e da qui scaricate nel canale dell'acqua di circolazione acqua mare.

Nel caso in cui si sia riscontrato il superamento del pH, lo scarico viene interrotto ed il refluo rinviato all'ITAR chimico.

c) trattamento chimico:

i reflui acidi/alcalini raccolti in Centrale e provenienti dalla linea di trattamento acque ammoniacali sono accumulati in un serbatoio di stoccaggio di testa della capacità di 2000 m³.

Il trattamento si svolge in due vasche, la prima di "neutralizzazione primaria" in cui viene aggiunta calce idrata e la seconda "di neutralizzazione secondaria" in cui, oltre alla calce, viene aggiunto del cloruro ferrico e polielettrolita (per facilitare la flocculazione).

I reflui passano nel chiarificatore dove avviene la precipitazione delle sostanze sospese e l'asportazione di quelle galleggianti che, potenzialmente inquinabili da oli, sono avviate al sistema di recupero olio. Da qui i liquidi giungono alla vasca di controllo finale, in cui avviene il controllo del pH e quindi scaricati o recuperati come acqua industriale. Qualora il controllo in continuo del pH rilevi dei valori prossimi a quelli consentiti per legge, le acque vengono riciclate al serbatoio, da 2000 m³, di accumulo di testa.

La capacità di trattamento massima della linea secondaria è di 150 m³/h.

I fanghi raccolti sul fondo del chiarificatore vengono ripresi da pompe ed avviati a filtri-pressa per la disidratazione.

d) pretrattamento acque ammoniacali:

le acque reflue inquinabili da ammoniaca raccolte nella Centrale vengono stoccate in due serbatoi di accumulo principale da 2000 m³ e in quattro di accumulo secondario da 125 m³ ciascuno (connessi a coppie) in funzione del contenuto di azoto ammoniacale; quindi subiscono un pretrattamento di flocculazione e chiarificazione con produzione di fanghi.

Successivamente è prevista una sezione di addolcimento con soda prima dell'invio al processo di separazione dell'ammoniaca ottenuto con due linee di distillazione mediante strippaggio con vapore.

Il prodotto, costituito da un soluzione ammoniacale al 20%, viene recuperato all'impianto di stoccaggio dell'ammoniaca.

Il refluo derivante dal fondo di ciascuna colonna di distillazione è trasferito al serbatoio di stoccaggio finale del trattamento ammoniacale e da qui inviato alla vasca di neutralizzazione finale della sezione chimica. La portata di ciascuna linea di strippaggio ammoniacale è di 30 m³/h. All'uscita di ciascuna colonna di distillazione è inserito un analizzatore di azoto ammoniacale il quale, per valori superiori a 15 ppm, determina il ricircolo del refluo in testa alle colonne di strippaggio.

I fanghi accumulati sul fondo del chiarificatore vengono ripresi con pompe ed inviati ad un miscelatore-ispessitore e quindi ai filtri-pressa comuni alla linea chimica, per la disidratazione.

4 ATTIVITA', OPERAZIONI E SITUAZIONI DI ESERCIZIO AMBIENTALMENTE RILEVANTI

Nel seguito viene riportata l'analisi sulle componenti impiantistiche, attività e operazioni. Vengono cioè descritte, in maniera essenziale, gli impianti e le operazioni di esercizio o di manutenzione.

4.1 Ciclo condensato-alimento, reagenti chimici, letti misti, prefiltri, powdex, degasatore

Il ciclo condensato-alimento è il ciclo attraverso il quale il condensato, raccolto al pozzo caldo del condensatore, viene ricondotto all'ingresso della caldaia.

Per ottenere un condensato che abbia le necessarie caratteristiche chimico-fisiche per alimentare la caldaia, il fluido viene sottoposto sia a filtrazione meccanica (powdex) che a scambio ionico; vengono inoltre additivate ammoniaca ed ossigeno gassoso.

Le resine per la filtrazione a scambio ionico vengono rigenerate a mezzo acido cloridrico e soda caustica.

4.2 Circuito acqua di mare

L'acqua di mare, impiegata per la condensazione del vapore e il raffreddamento di circuiti ausiliari, è prelevata tramite un'opera di presa ubicata ad una distanza di circa 800 metri dalla battigia e convogliata alle vasche di filtrazione (vasche griglie).

Successivamente, l'acqua viene inviata ai singoli condensatori per essere poi restituita al mare. Nel circuito viene immesso biossido di cloro (soluzione acquosa) con funzione bioacida. In occasione della pulizia dell'opera di presa e dei canali di scarico, può verificarsi la diffusione di gas maleodoranti provenienti dalla decomposizione di sostanze organiche di origine marina.

La pulizia delle opere sopra citate viene eseguita, indicativamente, una volta l'anno.

4.3 Impianto di produzione di acqua industriale, servizi e demineralizzata

L'acqua industriale e l'acqua servizi per gli usi della Centrale quali lavaggio componenti, raffreddamento di macchinari e circuiti (olio turbina, olio turbopompa ecc.) è prodotta mediante trattamento chimico-fisico delle acque reflue. L'acqua demineralizzata viene

prodotta da tre evaporatori del tipo “Multiflash” della potenzialità di circa 100 T/h. Il distillato viene trattato mediante impianto a scambio ionico (letti misti) per costituire l'integrazione del circuito acqua alimento.

5 Gli impianti di trattamento delle acque

5.1 Impianto trattamento acque ammoniacali ITAA

L'impianto denominato ITAA è progettato per il trattamento dei reflui ammoniacali generati essenzialmente dai denitrificatori catalitici dei fumi. Detto impianto consta di una vasca di raccolta dei reflui, di un sistema di pretrattamento e di due linee di strippaggio in parallelo. La massima capacità di trattamento è di 30 mc/h; il refluo prodotto, inviato all'ITAR chimico, ha una concentrazione in ioni ammonio (NH_4^+) inferiore a 15 mg/lit. I reflui presenti nei serbatoi di accumulo principali possono essere trattati direttamente dall'impianto ITAR chimico qualora la concentrazione dello ione ammonio sia inferiore a 15 mg/lit; diversamente i reflui vengono inviati e trattati dalla citata linea ammoniacale.

5.1.1 Impianto per il trattamento biologico

Nell'impianto per il trattamento dei rifiuti biologici prodotti dal metabolismo umano, dislocato a Nord della Centrale, confluiscono i reflui provenienti da:

- Servizi igienici uffici, officine, sala manovra dei gruppi a vapore, etc.
- Servizi igienici (inclusi quelli dell'attuale cantiere) e cucina della mensa di Centrale
- Servizi igienici del Centro Informazioni

5.1.2 Impianto di trattamento acque reflue acide / alcaline (ITAR chimico)

L'impianto di trattamento delle acque reflue acide / alcaline è ubicato presso il lato Sud della Centrale. In detto impianto possono anche confluire i reflui trattati dall'impianto biologico nonché quelli ammoniacali pretrattati dall'ITAA.

Il trattamento dei reflui acidi/alcalini si articola attraverso le seguenti fasi: neutralizzazione, chiarificazione, controllo finale del pH nonché flocculazione seguita da ispessimento e filtropressatura dei fanghi.

5.1.3 Impianto di trattamento acque reflue oleose (ITAR olio)

L'impianto di trattamento acque reflue oleose è dislocato nei pressi dell'ITAR chimico precedentemente citato. In detto impianto confluiscono tutte quelle acque, raccolte nelle varie aree di Centrale, potenzialmente inquinabili da olio.

Il trattamento dei reflui oleosi prevede: la disoleazione tramite discoil e funi oleomagnetiche, dispositivi entrambi installati nelle vasche di accumulo (vasche API), la successiva disoleazione con separatori fisici (pacchi lamellari in uscita dalle vasche API) e un trattamento finale (filtrazione attraverso filtri a sabbia e a carbone attivo). Il sistema di filtrazione sopra indicato è anche utilizzato per trattare i reflui finali in uscita dall'ITAR chimico.

5.1.4 Gli scarichi idrici

I reflui prodotti all'interno del sito vengono convogliati all'esterno attraverso 15 punti di rilascio.

Si riporta qui di seguito un elenco descrittivo delle caratteristiche di tali scarichi. La documentazione di riferimento è costituita dal documento "Manuale delle Procedure – PGA 21" contenente anche diagrammi di flusso affluenti / effluenti idrici. Si precisa che gli scarichi degli evaporatori, lavaggio griglie, impianto ITAR-ITAA, zona griglie e zona pompe AC, aggettamento camere giunti zona ITAR e zona griglie, recapitano a mare attraverso l'immissione in ciascuno dei quattro canali di restituzione.

Denominazione dello scarico	T1
Natura	Meteorico
Provenienza	Collettore fognature degli edifici logistici e delle adiacenti aree esterne alla Centrale
Trattamento	Vasca trappola finale prima del rilascio nel corpo ricettore per trattenimento di possibili rilasci oleosi e materiali grossolani.
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Fosso Tafone

Denominazione dello scarico	T2
Natura	Meteorico e acque di irrigazione aree a verde di Centrale
Provenienza	Collettore fognature degli edifici logistici e delle adiacenti aree esterne alla Centrale.
Trattamento	Vasca trappola finale prima del rilascio nel corpo ricettore per trattenimento di possibili rilasci oleosi e materiali grossolani.
Caratteristiche qualiquantitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Fosso Tafone

Denominazione dello scarico	T3A
Natura	Meteorico e acque di irrigazione aree a verde di Centrale
Provenienza	Collettore fognature degli edifici logistici e delle adiacenti aree esterne alla Centrale.
Trattamento	Vasca trappola finale prima del rilascio nel corpo ricettore per trattenimento di possibili rilasci oleosi.
Caratteristiche qualiquantitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Fosso Tafone

Denominazione dello scarico	T3B
Natura	Acque da trattamento impianto biologico
Provenienza	Servizi sanitari di Centrale, mensa e Centro Informazioni
Trattamento	Sistema di tipo ossidativo
Caratteristiche qualiquantitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 1 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99

Recapito finale	Fosso Tafone
-----------------	--------------

Denominazione dello scarico	P1
Natura	Meteorico
Provenienza	Collettore fognature da aree esterne adiacenti alla Centrale.
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Rio Platino

Denominazione dello scarico	P2
Natura	Meteorico
Provenienza	Collettore fognature da aree esterne adiacenti alla Centrale.
Trattamento	Vasca trappola finale prima del rilascio nel corpo ricevente per trattenimento di possibili rilasci oleosi.
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Rio Platino

Denominazione dello scarico	P3
Natura	Meteorico
Provenienza	Collettore fognature stazione elettrica della Centrale.
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Rio Platino

Denominazione dello scarico	N.5: Scarico acque meteoriche del canale di convogliamento acque bianche
Natura	Meteorico
Provenienza	Isola produttiva, zona serbatoi stoccaggio OCD, zona ITAR-ITAA, zona decompressione metano, zona serbatoi stoccaggio gasolio, area Turbogas, zona evaporatori, zona esterna sfioratore sinistro dell'area Ed. 102-105
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Mar Tirreno attraverso la confluenza nel canale di restituzione a mare N.1

Denominazione dello scarico	N.1: Scarico degli evaporatori
Natura	Acqua mare per esercizio degli evaporatori
Provenienza	Evaporatori
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Analoghe a quelle dell'acqua di mare
Recapito finale	In uno dei quattro canali di convogliamento a mare (punti di scarico 1.1, 1.2, 1.3, 1.4)

Denominazione dello scarico	N.2: Scarico acqua mare e meteorica lavaggio griglie
Natura	Acqua mare per pulizia griglie fisse/rotanti e meteorica della zona circostante
Provenienza	Griglie fisse / rotanti e zona circostante per le meteoriche
Trattamento	Griglie trattamento materiale organico grossolano
Caratteristiche qualitative	Analoghe a quelle dell'acqua di mare
Recapito finale	In uno dei due canali di convogliamento a mare di ciascun lato dell'opera griglie (punti di scarico 2.1 - 2.2, 2.3 - 2.4)
Denominazione dello scarico	N.3: Scarico generale
Natura	Acqua mare di raffreddamento condensatori gruppi a

	vapore
Provenienza	Restituzione acqua mare da condensatori dei gruppi a vapore
Trattamento	Clorazione saltuaria con biossido di cloro in soluzione
Caratteristiche qualitative	Analoghe a quelle dell'acqua di mare
Recapito finale	Mar Tirreno attraverso quattro canali di restituzione

Denominazione dello scarico	N.4: Scarico ITAR - ITAA
Natura	Acque reflue trattate da impianto ITAR-ITAA
Provenienza	Linee di trattamento chimica, oleosa, ammoniacale e acqua mare di raffreddamento ITAA
Trattamento	Linea chimica: neutralizzazione, chiarificazione, flocculazione, acidificazione finale; Linea oleosa: disoleazione fisica (discoil e fune oleomagnetica) e filtrazione; Linea ammoniacale: neutralizzazione, chiarificazione, flocculazione, strippaggio ammoniaca residua.
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	In uno dei quattro canali di convogliamento a mare (punti di scarico 4.1, 4.2, 4.3, 4.4)

Denominazione dello scarico	Pozzetto di campionamento acque scarico ITAR-ITAA
Natura	Acque reflue trattate da impianto ITAR-ITAA
Provenienza	Linee di trattamento chimica, oleosa, ammoniacale
Trattamento	Linea chimica: neutralizzazione, chiarificazione, flocculazione, acidificazione finale; Linea oleosa: disoleazione fisica (discoil e fune oleomagnetica) e filtrazione; Linea ammoniacale: neutralizzazione, chiarificazione, flocculazione, strippaggio ammoniaca residua.
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	Al punto di scarico N.4

Denominazione dello scarico	N.6: Scarico acque Ed. vasca griglie e pompe – ZONA POMPE AC
Natura	Acqua di mare, acqua industriale, acqua piovana
Provenienza	Tenute pompe e flange (acqua di mare), lavaggio componenti (acqua industriale), acqua piovana entrante nella copertura
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	In uno dei due canali di convogliamento a mare di ciascun lato dell'opera griglie (punti di scarico 6.1 - 6.2, 6.3 - 6.4)

Denominazione dello scarico	N.7: Scarico acque Ed. vasca griglie e pompe –
------------------------------------	---

	ZONA GRIGLIE
Natura	Acqua di mare, acqua industriale, acqua piovana
Provenienza	Drenaggi ed infiltrazioni
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	In uno dei due canali di convogliamento a mare di ciascun lato dell'opera griglie (punti di scarico 7.1 - 7.2 7.3 - 7.4)

Denominazione dello scarico	N.9: Scarico acqua aggottamento camera giunti condotte acqua mare di raffreddamento – ZONA ITAR
Natura	Acqua di mare, acqua piovana
Provenienza	Camera giunti condotte acqua mare di raffreddamento ed eventuale acqua piovana
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	In uno dei quattro canali di convogliamento a mare dello scarico N.4

Denominazione dello scarico	N.10: Scarico acqua aggottamento camera giunti condotte acqua mare di raffreddamento – ZONA ED. VASCA GRIGLIE E POMPE
Natura	Acqua di mare, acqua piovana
Provenienza	Camera giunti condotte acqua mare di raffreddamento ed eventuale acqua piovana
Trattamento	Non previsto
Caratteristiche qualitative	Sono rispettati i parametri previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 al D.Lgs. n. 152/99
Recapito finale	In uno dei quattro canali di convogliamento a mare dello scarico N.1

5.2 Movimentazione e stoccaggio combustibili

La Centrale Alessandro Volta utilizza sia combustibili liquidi (olio combustibile denso STZ con tenore di zolfo inferiore allo 0,25% e gasolio) che gassosi (gas naturale). I gruppi a vapore sono policomustibili, ovvero possono utilizzare simultaneamente i combustibili sopra indicati. I turbogas utilizzano esclusivamente gas naturale sia per l'esercizio in ciclo semplice che in assetto ripotenziato attraverso i generatori di vapore a recupero (GVR).

5.3 Oleodotto

L'olio combustibile, proveniente dal deposito oli minerali della centrale di Torrevadalis Nord, viene inviato, tramite oleodotto sottomarino, al deposito oli minerali della Centrale Alessandro Volta.

L'oleodotto è del tipo a doppio tubo costituito da un tubo interno del diametro nominale di 16", spessore 10,3 mm e da un tubo esterno del diametro nominale di 20" e spessore di 11,9 mm. Tra i due tubi è interposto, con funzioni di coibente, del poliuretano espanso. Il tubo esterno è protetto da una guaina di polietilene estruso.

La tubazione del tratto off-shore ha una lunghezza di circa 33.500 metri, in parte insabbiata e in parte interrata.

Il combustibile viene normalmente trasferito con portata di 300 mc/h e pressione di 45 kg/cm². Durante le fasi di trasferimento, la temperatura di invio è di circa 80 °C e di circa 65 °C all'arrivo. Per garantire che l'oleodotto assicuri la necessaria fluidità dell'olio combustibile, anche con temperatura ambiente (mare) fino a 16 °C, viene utilizzato olio flussante. Il volume di quest'ultimo è pari a circa 8000 mc stoccati in un unico serbatoio.

5.4 Olio combustibile

Il parco combustibile della Centrale ha una capacità complessiva di 316.000 mc (di cui 16.000 mc dedicati allo stoccaggio di gasolio con due serbatoi ciascuno di capacità pari a 8.000 mc declassati a serbatoi per accumulo acqua industriale).

I prodotti stoccati sono in prevalenza olio combustibile denso STZ (< 0,25 % S) e, in misura minore gasolio, utilizzato principalmente per l'accensione delle torce pilota dei bruciatori durante le fasi di avviamento dei gruppi a vapore.

Il parco combustibile è dotato di sistema antincendio con intervento automatico. I serbatoi sono alloggiati in bacini di contenimento di 7-9 metri di altezza; una rete di raccolta convoglia i drenaggi alle vasche di accumulo delle acque oleose (ITAR olio).

Gli oli separati vengono stoccati per il recupero. Durante il riempimento dei serbatoi possono verificarsi delle diffusioni di vapori, per altro molto limitate dalla bassa volatilità dell'olio combustibile. La problematica connessa a questo aspetto è da ricondursi al disturbo olfattivo nelle immediate vicinanze dell'impianto.

Al fine di ridurre l'inquinamento da materiale oleoso disperso e di prevenire quello potenzialmente verificabile, sono state realizzate le seguenti soluzioni tecnologiche:

- Raccolta di eventuali perdite di OCD, mediante apposite canalette di drenaggio, e convogliamento alle vasche di accumulo acque oleose (i serbatoi del parco combustibili sono realizzati e poggiati su platea in calcestruzzo a tenuta).
- Drenaggio e raccolta di OCD provenienti dalle attività di carico/scarico oleodotto e/o da autobotte (in minima parte) mediante recapito diretto nelle vasche di accumulo acque oleose.
- Presenza, nelle aree maggiormente esposte al potenziale inquinamento oleoso, di una rete di raccolta e deflusso delle acque meteoriche convogliate nelle vasche di accumulo acque oleose
- Impianto di trattamento acque oleose.

L'elenco completo dei serbatoi è riportato in Archivio Ambientale – Comparto Oli Minerali (OM1).

5.5 Gasolio

Il gasolio necessario per l'accensione delle caldaie (bruciatori di prima accensione e torce pilota di accensione bruciatori) viene approvvigionato tramite autobotti e stoccato come da progetto in quattro serbatoi: due da 8.800 mc e due da 300 mc. Quest'ultimi sono utilizzati per l'alimentazione delle caldaie ausiliarie di primo avviamento. La scarica delle autobotti viene eseguita in due aree apposite: una per i serbatoi da 8.800 mc e l'altra per quelli da 300 mc.

Successivamente i due serbatoi da 8.000 mc ciascuno sono stati destinati ad altro uso con autorizzazione rilasciata dal Ministero delle Attività produttive mentre il volume dei due serbatoi da 300 mc è stato rettificato ad un volume di circa 240 mc ciascuno.

Durante tali operazioni possono verificarsi delle diffusioni di vapori, per altro limitate dalla bassa volatilità del gasolio anche se maggiore di quella dell'olio combustibile.

L'elenco completo dei serbatoi è riportato in Archivio Ambientale – Comparto Oli Minerali.

5.6 Gas naturale (metano)

Il gas naturale, approvvigionato con condotta di collegamento da rete SNAM, giunge in Centrale alla pressione di 50-70 bar alle stazioni di decompressione metano (una per l'alimentazione dei gruppi a vapore e l'altra per i turbogas).

La stazione decompressione metano per alimentare i turbogas è dotata di quattro caldaie (a loro volta alimentate da gas naturale) necessarie per il riscaldamento del combustibile; quella per i gruppi a vapore riscalda il combustibile gassoso con spillamenti di vapore prelevati dai gruppi stessi.

Il gas naturale non è stoccato in Centrale ma affluisce unicamente alle unità produttive solo durante l'esercizio delle stesse.

5.7 Stoccaggio materiali e sostanze

Le sostanze stoccate ed utilizzate in Centrale sono:

- Idrogeno in pacchi bombole della capacità di 200 Nmc collocati nelle “fosse idrogeno” (due per i turbogas e due per i gruppi a vapore)
- Ossigeno gassoso in pacchi bombole (per condizionamento ciclo alimento gruppi a vapore)
- Azoto per la conservazione a secco dei circuiti e per il mantenimento del livello nei serbatoi di stoccaggio ammoniaca concentrata in soluzione ecc.
- CO₂ utilizzata come gas inerte di scambio nelle fasi di riempimento e svuotamento del circuito idrogeno del turboalternatore
- Acido cloridrico
- Ammoniaca
- Idrato di sodio
- Clorito di sodio
- Clorito di sodio
- Cloruro ferrico
- Olio lubrificante
- Solventi
- Calce, latte di calce
- Carbonato di sodio

- Polielettrolita
- Polveri estinguenti
- Schiume estinguenti
- CO₂ estinguenti
- Antischiuma
- Antincrostante
- Deossigenante
- Acetilene e ossigeno (per saldature)
- Gas campione per Lab. chimico

I serbatoi di stoccaggio che possono dar luogo ad emissioni di vapori significative per l'ambiente sono quelli contenenti acido cloridrico e ammoniaca. Si precisa che detti serbatoi, così come quelle di servizio, (utilizzati per disporre delle quantità richieste per l'esercizio degli impianti) sono dotati di abbattitori ad acqua per la cattura dei vapori con convogliamento della stessa in fogna acida.

Durante la fase di riempimento dei serbatoi di stoccaggio vengono eseguite determinazioni analitiche a monte dell'abbattitore. I valori ottenuti vengono quindi confrontati con quelli riportati nel DM 12/7/90. I flussi di massa, peraltro, sono notevolmente al di sotto dei valori limite previsti dal citato decreto, e le loro concentrazioni, a valle degli abbattitori ad acqua frazionata, sono comunque molto lontane dai valori ammessi per una emissione continua.

Emissioni di polveri dai silos di calce idrata e di carbonato di sodio possono verificarsi per occasionali agglomerazioni delle sostanze lungo le coclee di trasferimento ai rispettivi serbatoi di preparazione delle soluzioni. In normali condizioni di esercizio, e durante le fasi di riempimento dei silos attuate mediante trasferimento pneumatico dalle autobotti, l'emissione di polveri risulta praticamente assente. I silos, a loro volta, sono provvisti di filtri a manica per la depurazione flussi d'aria in uscita e di opportuni abbattitori ad acqua in funzione sia di guardia idraulica che di assorbitori di polveri eventualmente emesse dai serbatoi di preparazione delle rispettive soluzioni di latte di calce e carbonato sodico.

Per i serbatoi di oli lubrificanti valgono le stesse considerazioni fatte per i serbatoi di olio combustibile data la bassa tensione di vapore degli oli minerali.

L'elenco completo dei serbatoi è presente in Archivio Ambientale – Comparto Emissioni.

6 Aria – gas, generatore di vapore, elettrofiltri, DENOX, camino, turbogas,

GVR, camini in assetto ripotenziato

6.1 Aria – gas

Il circuito aria – gas aspira aria esterna da inviare nel generatore di vapore come aria comburente. Quest'ultima viene poi scaricata, assieme ai gas in uscita dalla caldaia, al camino previo attraversamento dei preriscaldatori aria, dei precipitatori elettrostatici e del denitrificatore catalitico.

In relazione alle condizioni di esercizio dei gruppi i preriscaldatori dell'aria comburente (Lijungstroem) sono soggetti a sporcamento a seguito del passaggio dei fumi.

Quando la differenza di pressione nello scambiatore non garantisce più il necessario scambio termico con l'aria si rende necessario eseguire operazioni di lavaggio degli stessi con acqua industriale.

6.2 Generatore di vapore

Le caldaie sono di tipo ipercritico, ad attraversamento forzato, con camera di combustione in depressione. Tutte le sezioni impiegano olio combustibile e/o gas naturale tranne nelle fasi di avviamento nelle quali vengono usate modeste quantità di gasolio. Il consumo orario nominale per le quattro sezioni risulta pari a circa 560 t/h di olio combustibile denso e di circa 640.000 Nmc/h di gas naturale. Al fine di minimizzare la formazione di ossidi di azoto, prodotti nel corso della combustione, vengono utilizzati sistemi di abbattimento sia primari (bruciatori del tipo "TEA") che secondari (aria di post-combustione, NOx ports). Le operazioni di lavaggio del generatore di vapore si possono dividere in due:

- Lavaggio lato fumi del generatore di vapore
- Lavaggio acido caldaie lato acqua.

6.3 Caldaie ausiliarie per avviamento delle unità principali

- Le quattro sezioni a vapore sono dotate di due caldaie ausiliarie, ubicate a Nord della Centrale, per fornire il vapore necessario all'avviamento di una unità nel caso che le altre siano ferme; tali caldaie possono fornire una portata di vapore surriscaldato pari a 55 t/h ad una pressione di 15 kg/cm². L'energia necessaria per vaporizzare l'acqua viene fornita da bruciatori a gasolio.

6.4 Elettrofiltri

Le quattro sezioni a vapore sono dotate di sistemi di captazione elettrostatica delle polveri prodotte dalla combustione; in sintesi, il funzionamento è il seguente:

le polveri sospese nei fumi, passando in prossimità di elettrodi ad elevato potenziale, si ionizzano ed assumono una carica negativa cosicché vengono attratte dagli elettrodi positivi. Questi ultimi sono sottoposti periodicamente a scuotimenti che provocano la caduta della polveri su di essi accumulata. La polvere si deposita nella sottostante tramoggia mentre i fumi depurati proseguono verso il camino. Le ceneri captate e raccolte nelle tramogge (ceneri leggere) vengono raccolte in silos ed evacuate (per via secca) con autobotti o stoccate temporaneamente a umido (si veda il successivo paragrafo sui rifiuti). Gli elettrofiltri sono periodicamente ispezionati e sottoposti a necessari interventi di ripristino al fine di mantenere elevata la loro capacità di captazione.

6.5 DENOX

L'impianto di denitrificazione, del tipo a catalisi selettiva (SCR), utilizza ammoniaca gassosa, ottenuta da una soluzione concentrata di idrato di ammonio, iniettata a monte dei reattori costituiti da catalizzatori specifici che trasformano gli ossidi di azoto in azoto molecolare e vapore d'acqua. I fumi uscenti dall'economizzatore di caldaia ad una temperatura di circa 350 ± 15 °C, vengono convogliati al sistema di catalisi e reimmessi negli scambiatori rigenerativi aria-fumi. L'impianto è suddiviso in due sistemi: sistema dei reattori catalitici; sistema di stoccaggio e distribuzione della soluzione ammoniacale.

Sistema dei reattori catalitici

Ciascuna sezione a vapore è dotata di due reattori SCR al 50% in parallelo e by-passabili. L'inserimento dei reattori viene effettuato al raggiungimento della minima temperatura compatibile con la reazione catalitica (> 302 °C).

Ogni reattore è costituito da un contenitore a forma di parallelepipedo a sezione rettangolare ed asse verticale in cui è alloggiato il catalizzatore su più strati. Nel loro percorso i gas, uscenti dall'economizzatore, incontrano il reticolo degli iniettori di ammoniaca e quindi il catalizzatore. Il quantitativo di ammoniaca viene dosato in funzione degli NOx in ingresso al denitrificatore e del valore voluto all'uscita (< 100 mg/Nmc) in

modo da ottenere l'abbattimento desiderato e minimizzare l'ammoniaca non reagita trascinata nei fumi (ammonia slip).

Sistema di stoccaggio e distribuzione della soluzione ammoniacale

L'ammoniaca viene approvvigionata in soluzione acquosa per mezzo di cisterne e stoccata in appositi serbatoi. Il sistema permette di eseguire le seguenti funzioni:

- Caricamento serbatoi
- Stoccaggio
- Vaporizzazione dell'ammoniaca
- Distribuzione dell'ammoniaca gassosa alle sezioni termoelettriche
- Dosaggio nei fumi previa miscelazione con aria di trasporto.

Lo stoccaggio della soluzione di idrato di ammonio è realizzato in quattro serbatoi aventi, ciascuno, una capacità di circa 500 t e alloggiati in un apposito bacino di contenimento per eventuali sversamenti.

Opportuni provvedimenti impiantistici consentono di evitare rilasci di ammoniaca sia nel normale funzionamento e sia in condizioni accidentali.

Tali provvedimenti consistono in:

- Sistemi fissi di spruzzamento acqua localizzati in corrispondenza delle zone di pericolo (scarico cisterne, stazioni valvole, pompe etc.) per abbattere eventuali fughe di ammoniaca
- Bacino per il contenimento di sversamenti accidentali di soluzione ammoniacale e di acqua abbattimento fughe
- Coinvolgimento di tutti gli sfiati di ammoniaca ad un abbattitore statico per lo scarico sotto battente d'acqua
- Rivelatori di ammoniaca in aria con funzioni di allarme ed intervento dei sistemi di abbattimento fughe.
- Strato di azoto sovrastante i serbatoi di stoccaggio per evitare rilasci all'esterno di ammoniaca

Il comando e la sorveglianza delle operazioni di travaso della soluzione ammoniacale nei serbatoi vengono effettuati in un edificio ubicato in prossimità della stazione di scarica.

L'immissione di ammoniaca gassosa nei catalizzatori è preceduta dalla vaporizzazione

della soluzione ammoniacale a mezzo strippaggio con vapore e successiva miscelazione con aria di trasporto.

6.6 Camino

I fumi prodotti dalla combustione, dopo aver attraversato il DENOx, il preriscaldatore aria comburente e il captatore elettrostatico per l'abbattimento delle polveri, sono convogliati ad un camino comune, a quattro canne, alto 200 metri con diametro interno alla bocca di 6,70 metri per ciascuna canna.

Nella combustione con olio combustibile e/o gas naturale, alla massima potenza efficiente lorda, i fumi al camino sono caratterizzati da una temperatura di 120 °C e da una velocità di 25-30 m/sec.

Per effetto della temperatura e della velocità, i fumi possono raggiungere normalmente quote fino a circa 4-5 volte l'altezza geometrica della ciminiera con notevole dispersione e diluizione degli inquinanti. Questi ultimi sono essenzialmente costituiti da: CO₂, SO₂, NOx, Polveri, CO. Tali inquinanti, con la sola eccezione dell'SO₂, sono emessi anche con combustibile gassoso.

Altri inquinanti presenti in tracce, relativamente all'olio combustibile (mercurio, arsenico, berillio, cobalto, nichel, acido fluoridrico, acido cloridrico, ammoniaca, dovuta all'esercizio dei denitrificatori, e sostanze organiche volatili) sono in gran parte assorbite sul particolato solido: pertanto, la presenza di un efficace sistema di abbattimento delle polveri comporta una drastica riduzione dei quantitativi teoricamente emettibili sulla base della composizione chimica del combustibile.

Per quanto riguarda il gas naturale le sostanze emesse in tracce sono tipicamente limitate ad ammoniaca (dovuta all'esercizio dei denitrificatori) ed a sostanze organiche volatili.

Sono inoltre da citare, limitatamente all'utilizzo di olio combustibile, la presenza di IPA (idrocarburi policiclici aromatici) e di composti organici clorurati (diossine) nei fumi emessi al camino. Le concentrazioni dei predetti inquinanti, tuttavia, sono tali da poter essere considerate praticamente assenti.

L'impatto visivo dovuto al camino non è limitato alla sua sola presenza. In alcune condizioni particolari, infatti, i fumi possono presentare un'elevata opacità causata dalla condensazione di vapor acqueo in esso contenuto con formazione di una nube sovrastante l'impianto (fenomeno che, peraltro, non sottende alcun inquinamento atmosferico).

6.7 Turbogas, GVR, camini in assetto ripotenziato

L'impianto, oltre alle quattro sezioni a vapore policombustibili, comprende anche otto turbogas della taglia di 110 MW e 125 MW con relativi generatori di vapore a recupero (GVR) dei gas di scarico. Ogni turbogas è dotato di un camino di by-pass (altezza 35 metri; diametro 6,50 metri) utilizzato per lo scarico dei fumi durante l'esercizio in ciclo semplice e di un camino alto 100 metri, diametro di 5,30 metri, utilizzato nell'assetto ripotenziato con le unità a vapore. Ciascuno degli otto camini è raggruppato in due strutture metalliche contenenti ciascuna quattro canne. Sia per l'esercizio in ciclo semplice che per quello in assetto ripotenziato, le unità turbogas utilizzano gas naturale.

Una frazione dell'acqua di alimento delle caldaie a vapore, proveniente dai rispettivi degasatori, viene inviata al generatore di vapore a recupero (GVR) che, sfruttando i gas caldi scaricati dai turbogas (circa 500 °C), la trasforma in vapore utilizzato nel corpo di media pressione della turbina principale. Ogni turbogas trascina anche il proprio alternatore per la produzione di energia elettrica: ogni gruppo a vapore risulta pertanto "ripotenziato" con due turbogas. La temperatura dei gas in uscita dalle ciminiere alte 100 metri è di circa 225 °C; la loro velocità è compresa fra 25 e 30 m/sec.

Le operazioni di lavaggio del generatore di vapore a recupero sono eseguite con modalità analoghe a quanto descritto per la caldaia principale e comportano volumi di circa 500 t di reflui con analoghe caratteristiche chimico-fisiche.

Per effetto della temperatura e della velocità, i fumi prodotti dalla combustione possono raggiungere normalmente quote fino a circa 4-5 volte l'altezza geometrica della ciminiera con conseguente notevole dispersione e diluizione degli inquinanti; questi ultimi sono essenzialmente costituiti da NO_x, CO.

Le altre sostanze inquinanti quali metalli pesanti, sostanze organiche volatili, idrocarburi policiclici aromatici, risultano praticamente assenti come da relazioni tecniche riportate in Archivio Ambientale – Comparto Emissioni.

L'impatto visivo dovuto ai camini non è limitato alla loro stessa presenza ma, in alcune condizioni particolari, i fumi stessi possono dar luogo alla formazione di una nube di vapore sovrastante l'impianto (fenomeno che, peraltro, non sottende alcun inquinamento atmosferico trattandosi di vapore acqueo condensato).

6.8 Movimentazione e stoccaggio

Di seguito vengono riportate considerazioni e valutazioni per i rifiuti che hanno, per pericolosità o per quantità, una maggiore rilevanza ambientale.

6.8.1 Batterie al piombo esauste

Detti rifiuti si generano a seguito dell'esaurirsi della normale capacità di ricarica delle batterie.

Trattandosi di comuni accumulatori disponibili in commercio essi daranno origine, all'interno dei rispettivi recipienti in materiale plastico, di piombo (elettrodi), acido solforico diluito, solfato di piombo e biossido di piombo.

Le batterie di cui sopra sono raccolte e stoccate in un contenitore da 1 mc avente adeguati requisiti di resistenza in relazione alle proprietà chimico-fisiche e alle caratteristiche di pericolosità di quanto contenuto nel loro interno (acido solforico, solfato di piombo ecc.)

Detto contenitore, realizzato in polietilene ad alta densità e acciaio inox, è munito di coperchio con possibilità di bloccaggio meccanico in chiusura e di etichettatura a norma di legge. Il contenitore è posizionato in Officina Elettrica (Ed. 121).

Le batterie esauste sono conferite al "Consorzio obbligatorio delle batterie al piombo esauste e dei materiali piombosi".

6.8.2 Oli esausti da motori e ingranaggi

Tutti gli oli utilizzati in Centrale sono esenti da PCB.

L'olio esausto, tramite fusti metallici a tenuta con chiusura ermetica, viene avviato, ad un serbatoio da 30 m.c. in attesa di essere conferito al Consorzio Obbligatorio oli esausti

Detto serbatoio è costruito secondo le indicazioni di buona tecnica fornite dalle Circolari Ministeriali.

Il deposito è soggetto alle limitazioni generali previste dalla attuale normativa per il deposito temporaneo dei rifiuti pericolosi.

6.8.3 Rottami ferrosi

Rottami ferrosi o metallici in genere, recuperabili, sono raccolti in maniera differenziata e stoccati in apposita area. Essi sono venduti ad operatori autorizzati per il recupero presso fonderie.

6.8.4 Fanghi ITAR-ITAA

I fanghi derivanti dalla depurazione delle acque nell'impianto ITAR-ITAA, prodotti per compattazione tramite filtropressa, possono essere accumulati, previa raccolta mediante carrelli posizionati sotto gli stessi filtropressa, in un'apposita vasca (vasca fanghi ITAR-ITAA) per il successivo trasporto in discarica. In alternativa detti fanghi, in uscita dai filtropressa, possono essere direttamente caricati su mezzo autorizzato per il trasporto in discarica o avviati al recupero.

6.8.5 Rifiuti smaltibili come urbani (assimilati)

I rifiuti smaltibili come urbani, ai sensi della Delibera nr. 29 del 18 Giugno 1998 del Comune di Montalto di Castro, sono costituiti da:

- Pezzi di legno, carta, cartone, plastica, guarnizioni di gomma e varie, metallo e simili, frammenti di materiali isolanti, nastri abrasivi, frammenti di cavi e materiale elettrico in genere, materiali di scarto di fibre naturali e sintetiche. Tutte le voci sono da intendersi come materiali di piccole dimensioni.

6.8.6 Mondiglia

La mondiglia è un rifiuto derivante dalla pulizia delle opere di adduzione e restituzione delle acque condensatrici. Detta pulizia, ottenuta mediante apparecchiature e sistemi all'uopo predisposti (griglie rotative, vasca di calma, griglie opera di presa), dà origine ad un rifiuto, classificato speciale e non pericoloso: quest'ultimo è conferito a ditta autorizzata al trasporto per la destinazione in discarica o per l'eventuale riutilizzo.

6.8.7 Rifiuti da raccolta differenziata avviati a recupero

I rifiuti avviati a raccolta differenziata e successivo recupero sono costituiti da:

- Legname, imballaggi vari e toner.

6.8.8 Rifiuti sanitari

Si tratta di modeste quantità derivanti dall'attività del Servizio Sanitario Aziendale raccolte in maniera differenziata tramite appositi contenitori disposti nella stessa. Si procede al loro smaltimento nei tempi previsti dalle norme sulla base di uno specifico contratto con ditta autorizzata.

6.8.9 Ceneri

Le ceneri di norma sono raccolte nelle tramogge di fondo degli elettrofiltri e dell'economizzatore. Esse vengono estratte a ciclo chiuso con apposito circuito pneumatico ad aria e direttamente immesse all'interno di idonei mezzi di trasporto autorizzati.

7 DOCUMENTAZIONE DESCRITTIVA DELLE CARATTERISTICHE FUNZIONALI DELLE COMPONENTI IMPIANTISTICHE

In questo paragrafo viene riassunta in forma tabellare la documentazione descrittiva delle caratteristiche funzionali delle componenti impiantistiche.

Tale documentazione deve essere presente e resa disponibile agli operatori di Centrale (quando ritenuto indispensabile) sui luoghi dove potrebbe rendersi necessaria la sua consultazione per un corretto funzionamento dell'apparecchiatura stessa sotto il profilo ambientale.

La documentazione può essere costituita da schemi di impianto, manuali di istruzione e descrizioni delle caratteristiche funzionali.

Componente di impianto	Documentaz. Tecnica di riferimento	Ubicazione documento
Movimentazione e stoccaggio combustibili	Schemi tecnici di: oleodotto, serbatoi olio combustibile, serbatoi gasolio, stazione di riscaldamento e pompaggio in caldaia, stazioni decompressione metano per alimentazione gruppi a vapore e turbogas	Archivio di Centrale
Generatore di vapore	Schemi tecnici di: caldaia, bruciatori, tramogge di fondo caldaia, preriscaldatori, soffiatori, etc.	Archivio di Centrale
GVR e turbogas	Schemi tecnici di: caldaie a recupero, soffiatori, turbine a gas, etc.	Archivio di Centrale
Precipitatori elettrostatici	Schemi tecnici di: precipitatori, tramogge, elettrofiltri, sistema di trasporto ceneri, sili di	Archivio di Centrale

	accumulo ceneri.	
DeNOx	Schemi di impianto e descrizione reattori catalitici, serbatoi ammoniacca	Archivio di Centrale
Rete monitoraggio qualità aria	Descrizione funzionale e procedure gestionali	Archivio Ambientale
Circuito acqua mare	Planimetria generale Schemi di impianto e descrizione diffusore; (sistemi di monitoraggio temperatura e determinazione del cloro residuo in occasione di additivazioni)*	Archivio di Centrale * procedure di esercizio presso il CET
Impianto produzione acqua demi, industriale e servizi	Planimetria generale Schemi di impianto e descrizione	Archivio di Centrale
Rete raccolta acque reflue	Planimetria generale Identificazione acque acide/alcaline, acque inquinabili da oli, acque meteoriche e sanitarie	Archivio Ambientale
Impianto ITAA	Schemi di impianto e descrizione	Archivio di Centrale
Impianto ITAR	Schemi di impianto e descrizione impianto di disoleazione, impianto chimico di chiariflocculazione, dosaggio reagenti, filtrazione fanghi	Archivio di Centrale
Impianto biologico	Schemi e descrizione impianto di ossidazione biologica	Archivio Ambientale
Materiali e sostanze	Schemi e disegni dell'impianto di stoccaggio/dosaggio di: acido cloridrico, ammoniacca, calce, cloruro ferrico, idrato di sodio, clorito di sodio, ipoclorito di sodio, polielettroliti, antischiuma, antincrostante e deossigenante	Presso il CET
Deposito idrogeno e bombole di altri gas	Descrizione e procedure operative	Presso il CET

7.1 L'EFFICIENZA ENERGETICA

In un sito di produzione termoelettrica, per trattare della gestione, del risparmio e delle scelte energetiche, occorre distinguere le energie in gioco nel ciclo produttivo in senso stretto dai consumi energetici per i servizi al processo (officine, uffici, illuminazione, etc.). Tale distinzione, peraltro, è richiesta dalla vigente normativa di natura fiscale, in quanto i consumi energetici del processo produttivo non sono sottoposti a tassazione, contrariamente ai consumi energetici per i servizi che per tale motivo sono correttamente denominati “energia tassata”. Essi devono essere registrati in maniera distinta e sono anche oggetto di verifica fiscale da parte degli ispettori UTF.

Efficienza energetica del ciclo produttivo

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

Tale parametro, denominato consumo specifico netto (C_{sn}), è espresso in kcal/kWh e può essere riferito ad una sola unità o all'intera Centrale.

Il C_{sn} è inversamente proporzionale al rendimento netto (energia inviata in rete/energia impiegata), secondo la relazione $C_{sn} = 860/\text{rendimento netto}$.

Il C_{sn} di un'unità varia al variare della potenza lorda erogata ai morsetti dell'alternatore e dipende da due parametri ambientali: la temperatura dell'acqua di raffreddamento e dell'aria.

Per ogni valore di potenza lorda erogata e per fissate condizioni, esiste un valore minimo di consumo (valore ottimale) che corrisponde ai valori ottimizzati di tutti i parametri e delle condizioni di processo che concorrono a determinare il rendimento del ciclo termico e del consumo degli ausiliari. Il valore ottimale ovviamente è legato al tipo di ciclo realizzato, vale a dire alle tecnologie ed alle scelte adottate in sede di progetto. Per ottenere un valore più basso del consumo ottimale è quasi sempre necessario apportare modifiche sostanziali alla configurazione del ciclo termico.

Metodi di calcolo del consumo specifico

Il controllo del consumo specifico si effettua con il metodo Diretto e il metodo Indiretto:

- Metodo Diretto: rilevazione della quantità di calore utilizzata, espressa in kcal, e dell'energia elettrica prodotta, misurata in kWh;

- Metodo Indiretto: determinazione delle variazioni del consumo stesso provocate dagli scostamenti dei parametri di esercizio più significativi rispetto ai valori di riferimento.

Con il metodo diretto si determina il valore medio del consumo specifico in un intervallo di tempo.

Il metodo indiretto invece consente una rilevazione istantanea ad un certo carico del consumo specifico della sezione interessata. Il risultato è estrapolabile a periodi definiti di tempo. Rispetto al metodo precedente consente, mediante la lettura dei dati di esercizio e le loro elaborazioni, di accertare quali sono le cause di eventuali scostamenti e costituisce una informativa a medio e lungo termine per la formulazione di analisi previsionali anche su base statistiche.

Il confronto tra i due metodi e la loro interpretazione consente di definire una metodologia tecnico-gestionale che orienta nella definizione di interventi corretti di esercizio e manutenzioni, finalizzati all'ottimizzazione del consumo specifico il cui contenimento, tenuto conto dell'incidenza di 1 kcal/kWh (circa 180 milioni), è uno dei principali obiettivi della Centrale.

Il metodo diretto consente la determinazione del consumo specifico come rapporto tra la quantità di calore sviluppata dai combustibili impiegati e la corrispondente quantità di energia elettrica prodotta.

La determinazione della quantità di calore richiede:

- La misura delle quantità di combustibili consumati;
- La campionatura dei combustibili impiegati per la determinazione del PCI e la densità a 15 °C da riportare attraverso tabelle specifiche al valore di esercizio.

La determinazione dell'energia elettrica prodotta richiede:

- La misura dell'energia lorda;
- La misura dell'energia elettrica degli ausiliari di unità;
- La misura dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di unità;
- La misura dell'energia assorbita dai servizi generali di Centrale;
- La valutazione delle perdite di trasformazione

Il metodo indiretto consiste nella valutazione degli scostamenti che si verificano quando le unità funzionano in condizioni diverse da quelle assunte come riferimento.

Per condizioni di riferimento si intendono le condizioni di impianto che devono sussistere affinché sia valida la curva di riferimento del consumo specifico netto di unità.

Quando uno dei parametri si discosta dal suo valore di riferimento esso dà luogo ad uno scostamento del consumo specifico che può essere valutato mediante opportune curve o formule.

Efficienza energetica delle unità di Centrale

La Centrale è costituita da quattro gruppi di produzione normalmente eserciti in assetto ripotenziato con otto turbogas. Ciascuna unità di produzione (gruppo a vapore accoppiato con due turbogas) ha le seguenti prestazioni riferite alla potenza efficiente ed alle temperature di 20 °C per l'aria e di 18 °C per l'acqua. Poiché la Centrale può essere esercita sia con olio combustibile denso, sia con gas naturale o con un mix di entrambi, i consumi specifici di collaudo sono i seguenti:

- Consumo specifico (assetto ripotenziato) con olio comb. denso: 2058 Kcal / KWh
- Consumo specifico (assetto ripotenziato) con gas naturale: 2040 Kcal / KWh
- Consumo specifico di riferimento (mix combustibile) : 2169 Kcal / KWh

Il controllo del consumo specifico

Il consumo specifico (C_s) effettivo a causa di possibili malfunzionamenti delle varie componenti impiantistiche (guasti o sporcamenti), può scostarsi dal valore ottimale di qualche punto percentuale. Controllare il C_s significa rilevare e rimuovere le cause di scostamento.

La minimizzazione del C_s è per ENEL PRODUZIONE S.p.A. un fattore di eccellenza.

Sono state individuate una serie di possibili azioni miranti al contenimento sia del consumo specifico delle singole centrali che di tutto il parco termoelettrico.

Efficienza energetica dei servizi

Quest'aspetto è stato fino ad ora poco sviluppato, giacché i consumi di energia per i servizi sono trascurabili rispetto a quelli in gioco nel processo produttivo; variazioni anche consistenti nel consumo di energia per i servizi producono variazioni non apprezzabili dell'efficienza complessiva.

7.2 GLI INCIDENTI E LE SITUAZIONI DI EMERGENZA

In questo paragrafo sono descritte le possibili situazioni di emergenza previste, sia per quanto riguarda eventuali incidenti o anomalie di processo, che in caso di particolari condizioni ambientali esterne (forte vento, blocco anticiclonico in quota, etc.).

7.2.1 Emergenze o anomalie di processo

In relazione a quanto previsto dai Decreti legislativi n. 626/94 e 242/96, è stata effettuata la valutazione del rischio di incendio e di altri principali rischi che possono comportare, in relazione all'attività produttiva svolta, un'emergenza interna o esterna alla Centrale.

Vengono considerati i seguenti rischi:

- Rischi di incendio, indicando i possibili luoghi di rischio ed i presidi adottati;
- Rischi di inquinamento per spandimento di olio combustibile ed altri oli, indicando i luoghi e le operazioni a rischio e i presidi adottati;
- Rischi di inquinamento da sostanze pericolose individuando i luoghi e le operazioni a rischio, i presidi di prevenzione adottati nonché le specifiche caratteristiche di pericolosità per l'uomo e per l'ambiente delle varie sostanze.

7.2.2 Incendio

Per quanto riguarda il rischio incendio, la valutazione condotta ai sensi dell'art. 4 del DLgs 626/94 ha portato alla definizione della norma tecnica di sicurezza ISE AO/011/95 rev. 2 del 2/12/98 "Piano di intervento in caso di incendio, infortunio ed evacuazione". Tale procedura definisce le modalità di intervento da seguire in caso di incendio, distinguendo eventi di tipo "A" (per i quali non viene richiesta l'evacuazione totale dell'impianto) da eventi di tipo "B" (per i quali viene richiesta l'evacuazione totale dell'impianto).

La Centrale dispone di un impianto antincendio soggetto a certificazione da parte dei VV.FF.

Attualmente l'impianto antincendio prevede sezioni automatiche e manuali in particolare:

- idranti;
- estintori a CO₂;

- estintori a polvere.

Ulteriori casi che implicano aspetti particolari sono gli incendi che, in locali chiusi, possono interessare fasci di cavi elettrici di vecchia realizzazione (per la possibilità di sviluppo di gas tossici, cloruri in particolare).

7.2.3 Sversamento di sostanze liquide nell'area di centrale

Non sono previsti particolari interventi in emergenza in quanto sono in atto diversi dispositivi tecnici ed accorgimenti gestionali per la prevenzione della contaminazione del suolo (integrità dei serbatoi, bacini di contenimento, idonea predisposizione dei piazzali esposti a sversamenti, programma di controllo).

Eventuali sversamenti sono comunque convogliati attraverso il sistema fognante all'ITAR.

7.2.4 Emissione di vapori ammoniacali

E' già data una descrizione del sistema di stoccaggio dell'ammoniaca dell'impianto DeNOx. In particolare si è visto come siano presenti dispositivi che minimizzano i rischi per le persone e per l'ambiente quali:

- convogliamento di tutti gli sfiati di ammoniaca ad un abbattitore statico per lo scarico sotto battente d'acqua;
- rivelatori di ammoniaca in aria con funzioni di allarme e di intervento dei sistemi di abbattimento fughe;
- sistemi fissi di spruzzamento acqua localizzati in corrispondenza delle zone di pericolo (scarico cisterne, stazioni valvole, etc.) per abbattere eventuali fughe di ammoniaca;
- bacino per il contenimento di sversamenti accidentali e dell'acqua di abbattimento fughe.

Le possibilità di formazione di una nube tossica sono quindi molto limitate. La Centrale ha comunque incluso questo caso nel piano di evacuazione della Centrale.

7.2.5 Sversamenti oleodotto

L'olio combustibile della Centrale Alessandro Volta è approvvigionato tramite un oleodotto di collegamento con il deposito oli minerali della Centrale di Torrevadalis Nord (TN) ed è costituito da un tratto a mare di collegamento con quelli a terra in corrispondenza dei due

depositi di combustibile (stazione di partenza presso Torrevaldaliga Nord e di arrivo presso Montalto di Castro).

L'oleodotto è del tipo a doppio tubo per aumentare la protezione dell'ambiente circostante da eventuali sversamenti accidentali.

Nella SEA-Line che trasferisce il combustibile dalla Centrale TN a quella di Montalto di Castro, la portata è controllata sia in partenza che in arrivo da un sistema di misura con classe di precisione dello 0,2%. Gli strumenti, colloquiando tra loro, consentono di rilevare differenze di portata pari o superiori a 0,6 m³/h nelle normali condizioni di esercizio (Q=300 m³/h). In caso di possibile sversamento, interviene il sistema di allarme che a sua volta avvia una procedura automatica di shutdown (fermo impianto). Qualora per motivi tecnici non sia possibile attuare uno shutdown automatico del sistema, l'arresto dell'impianto verrà eseguito manualmente.

Sono definiti inoltre le attività finalizzate alla effettuazione dei controlli in superficie del tratto sommerso della Sea-Line allo scopo di accertare perdite accidentali nello specchio acqueo di eventuali sversamenti di idrocarburi e di intervenire per il contenimento ed il recupero degli stessi.

Sono state inoltre programmate con la Capitaneria di Porto di Civitavecchia le attività di monitoraggio ed ispezioni sia interne alla tubazione che esterne le quali prevedono:

- ispezione esterna della Sea-Line con mezzo sommerso telecomandato (ROV) per rilievo profilo tubo/fondo e protezione catodica;
- ispezione interna della Sea-Line con PIG per controlli spessimetrici;
- indagini batimetriche degli approdi costieri lato Torrevaldaliga Nord e Montalto di Castro;
- controllo anodi sacrificali della Sea-Line.

7.2.6 Fuoriuscite di combustibili dal deposito oli minerali

I possibili eventi incidentali sono:

- perdite e trafiletti da valvole, flange e macchinario rotante;
- rottura del fasciame dei serbatoi;
- spargimenti di idrocarburi al suolo.

Tutti i serbatoi sono dotati di bacini di contenimento. Nel caso di sversamenti il personale di Centrale può allestire una linea provvisoria per l'aspirazione ed il recupero del prodotto verso altri serbatoi. E' previsto l'intervento di ditte specializzate appositamente attrezzate.

7.2.7 Avviamenti/fermate, guasti e disservizi

La gestione degli avviamenti/fermate e dei guasti e disservizi è attuata mediante norme di esercizio (norme di tipo A per avviamenti e fermate, norme di tipo B per guasti e disservizi) richiamate da specifiche procedure.

7.2.8 Emergenze per condizioni ambientali sfavorevoli

Situazioni meteorologiche sfavorevoli alla diffusione degli inquinanti

L'inquinamento atmosferico viene rilevato mediante la rete fissa descritta nel paragrafo successivo. Data la natura dei combustibili utilizzati (gas naturale ed olio combustibile a scarsissimo tenore di zolfo) e gli stringenti limiti alle emissioni ne consegue che la rete di rilevamento della qualità dell'aria attorno alla Centrale (RRQA) non determina l'approntamento di azioni operative tese a correggere l'assetto di combustione dell'impianto.

Nel caso in cui i dati acquisiti dalla rete di rilevamento superino determinate soglie di riferimento, la Centrale, fermo restando il rispetto dei valori limite alle emissioni, approfondirà la problematica attraverso i dati raccolti dalla postazione meteorologica di impianto. In particolare, l'elaborazione del Sodar permetterà di correlare l'estensione e la quota della eventuale inversione termica con la direzione prevalente dei venti nell'arco temporale durante il quale si è verificato il superamento della soglia da parte di una o più postazioni. Tali informazioni, su richiesta, saranno rese disponibili alle competenti Autorità di controllo.

8 SORVEGLIANZA E CONTROLLO SULLE CARATTERISTICHE PERTINENTI IL PROCESSO

8.1 Sorveglianza del processo

8.1.1 Controlli analitici degli effluenti

Per ciascuno degli scarichi idrici vengono qui di seguito riportati i punti di controllo:

Scarico N.1 (evaporatori): scarico distinto in 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 in funzione dell'immissione nei canali di restituzione a mare	Scarico dell'acqua mare prelevata per l'esercizio degli evaporatori per la produzione di acqua demineralizzata
Scarico N.2 (lavaggio griglie): scarico distinto in 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 in funzione dell'immissione nei canali di restituzione a mare	Scarico dell'acqua mare di lavaggio griglie ed acque meteoriche zona griglie
Scarico N.3 (scarico generale a mare): scarico distinto in 3.1, 3.2, 3.3, 3.4 in funzione dell'immissione nei canali di restituzione a mare	Scarico dell'acqua mare di raffreddamento per l'esercizio dell'impianto
Scarico N.4 (scarico ITAR-ITAA): scarico distinto in 4.1, 4.2, 4.3, 4.4 in funzione dell'immissione nei canali di restituzione a mare	Scarico delle acque reflue trattate dalle linee di depurazione degli impianti ITAR-ITAA.
"Pozzetto di campionamento uscita ITAR-ITAA"	Scarico delle acque reflue trattate dalle linee di depurazione degli impianti ITAR-ITAA

Scarico N.5 (scarico acque meteoriche a mare): scarico acque meteo nel canale di restituzione N.1	Scarico meteorico proveniente dall'isola produttiva, dai serbatoi OCD da 100.000 mc, da zona ITAR-ITAA, zona decompressione metano e serbatoi gasolio da 8.000 mc, zona Turbogas, zona evaporatori e serbatoi OCD da 50.000 mc, zona esterna sfioratori area Ed. 102
Scarico N.6 (zona pompe AC): scarico acque provenienti da Ed. 105 vasca griglie e pompe – zona pompe Acqua Circolazione ai canali 3-4 e 1-2.	Scarico delle acque meteoriche, di aggettamento falda e industriale ai due lati dell'Ed. 105
Scarico N.7 (zona griglie): scarico acque provenienti da Ed. 105 vasca griglie e pompe – zona griglie ai canali 3-4 e 1-2.	Scarico delle acque meteoriche, di aggettamento falda e industriale ai due lati dell'Ed. 105
Scarico N.8 (troppo pieno vasche oleose):	NOTA: scarico eliminato su richiesta dell'Amministrazione Prov.le di Viterbo.
Scarico N.9 (aggettamento camera giunti zona ITAR): scarico acqua di aggettamento camere giunti delle condotte acqua mare di raffreddamento in zona ITAR	Scarico dell'acqua meteorica e di eventuali perdite di acqua mare dalle giunzioni flangiate delle condotte acqua mare di raffreddamento.
Scarico N.10 (aggettamento camera giunti zona evaporatori): scarico acqua di aggettamento camere giunti delle condotte acqua mare di raffreddamento in zona evaporatori	Scarico dell'acqua meteorica e di eventuali perdite di acqua mare dalle giunzioni flangiate delle condotte acqua mare di raffreddamento.
Scarichi meteorici e biologici nel rio Tafone: scarichi T1, T2, T3A	Scarichi delle acque meteoriche nel punto T1. Scarichi delle acque meteoriche ed irrigazione aree verdi nei punti T2 e T3A.

scarico T3B	Scarico delle acque depurate da impianto biologico di Centrale nel punto T3B.
Scarichi meteorici nel rio Platino: scarichi P1, P2, P3	Scarichi delle acque meteoriche nei punti P1, P2 e P3.

8.1.1 bis Controlli analitici degli affluenti

In base all'autorizzazione agli scarichi idrici, rilasciata dall'Amministrazione Provinciale di Viterbo, vengono eseguiti controlli analitici con frequenza quindicinale all'ingresso delle linee di trattamento dell'impianto ITAR-ITAA, cioè nei serbatoi di accumulo delle linee chimica ed ammoniacale (denominati 526 X, 501 A/B, 502 A/B, 503 A/B) e vasche di accumulo della linea oleosa (vasche API).

Detti controlli sono riportati su apposito Registro di qualità Affluenti/Effluenti ITAR-ITAA, appositamente timbrato e vidimato dalla Provincia, nel quale sono anche trascritti quelli delle acque di scarico dall'impianto stesso (scarico n. 4 e scarico nel "Pozzetto di campionamento ITAR-ITAA"). Il Registro è custodito in Archivio Ambientale – Comparto Acque.

I dati sono trascritti nel Registro in accordo con la prescrizione contenuta nell'autorizzazione agli scarichi.

Nelle tabelle seguenti sono trascritti i parametri analizzati con frequenza di campionamento per ciascuno degli affluenti ed effluenti nonché la metodologia adottata per ciascun parametro analizzato:

FREQUENZE DI ANALISI E PARAMETRI CONTROLLATI:

REFLUI IDRICI	FREQUENZA DI ANALISI	PARAMETRI CONTROLLATI
Scarico evaporatori (scarico N.1)	Bimestrale	pH; COD; ferro; rame

Scarico evaporatori (scarico N.1)	Annuale	pH; COD; ferro; rame; cadmio; cromo totale; nichel; manganese; zinco; metalli totali
Scarico lavaggio griglie (scarico N.2)	Trimestrale (frequenza legata anche all'esercizio degli impianti)	Materiali grossolani; materiali sedimentabili
Scarico generale a mare (scarico N.3)	Semestrale	pH; BOD5; COD; cadmio; ferro; nichel; rame; zinco; manganese; cromo totale; cloro attivo; azoto ammoniacale; azoto nitroso; azoto nitrico; oli minerali; tensioattivi; coliformi totali; coliformi fecali; streptococchi fecali; temperatura (come registrazione in continuo)
Scarico ITAR-ITAA (scarico N.4) Scarico da "Pozzetto di campionamento uscita ITAR-ITAA"	Quindicinale (frequenza stabilita nell'atto autorizzativo)	pH; BOD5; COD; solidi sedimentabili; solidi sospesi totali; oli minerali; azoto ammoniacale; fosforo totale; ferro; rame (parametri riportati nell'atto autorizzativo)
Scarico ITAR-ITAA (scarico N.4) Scarico da "Pozzetto di campionamento uscita ITAR-ITAA"	trimestrale	pH; BOD5; COD; solidi sedimentabili; solidi sospesi totali; oli minerali; azoto ammoniacale; fosforo totale; ferro; rame; colore; cromo totale; manganese; nichel; cadmio; zinco; azoto nitroso; azoto nitrico; tensioattivi;

		fluoruri (in funzione di lavaggi acidi di caldaie); coliformi totali-fecali-streptococchi fecali (in funzione dell'allineamento impianto biologico con ITAR chimico)
Scarico acque meteo a mare (scarico N.5) Scarichi meteo e lavaggio aree verdi nei rii Tafone e Platino (scarichi T1, T2, T3A, P1, P2, P3)	Campionamenti ed analisi saltuarie o su richiesta in funzione della natura "random" dell'effluente	Parametri identificati in base alla richiesta o ricerca da condurre su tali acque

REFLUI IDRICI	FREQUENZA DI ANALISI	PARAMETRI CONTROLLATI
Scarico acque da Ed. vasca griglie e pompe - zona pompe AC (scarico N.6)	Analisi saltuarie o su richiesta in funzione del carattere di non continuità dell'effluente	pH; oli minerali
Scarico acque da Ed. vasca griglie e pompe - zona griglie (scarico N.7)	Analisi saltuarie o su richiesta in funzione del carattere di non continuità dell'effluente	pH; oli minerali
Scarico da aggotamento camere giunti acqua mare zona ITAR (scarico N.9)	Analisi saltuarie in funzione del carattere di non continuità dell'effluente	Parametri identificati in base alla richiesta o ricerca da condurre su tali acque
Scarico da aggotamento camere giunti acqua mare zona evaporatori (scarico N.9)	Analisi saltuarie in funzione del carattere di non continuità dell'effluente	Parametri identificati in base alla richiesta o ricerca da condurre su tali acque
Scarico impianto biologico nel rio Tafone (scarico N.T3B)		
Affluenti alle linee di	Quindicinale (frequenza	pH; BOD5; COD; solidi

trattamento ITAR-ITAA (Serbatoi di accumulo ITAR chimico ed ammoniacale, vasche di accumulo ITAR olio)	stabilita nell'atto autorizzativo)	sedimentabili; solidi sospesi totali; oli minerali; azoto ammoniacale; fosforo totale; ferro; rame (parametri riportati nell'atto autorizzativo)
--	------------------------------------	--

METODOLOGIE DI ANALISI UTILIZZATE:

Rif.: Tab. 3 Allegato 5 D.L.gs 152/99	PARAMETRI	METODI ANALITICI ACQUA DI MARE	METODI ANALITICI ACQUE DOLCI
1	pH	IRSA n. 2080	IRSA n. 2080
2	Temperatura	Analisi non richiesta	Analisi non richiesta
3	Colore	Analisi non richiesta	Analisi non richiesta
5	Materiali grossolani		
6	Solidi sospesi totali	IRSA n. 2050	IRSA n. 2050
7	BOD ₅ (come O ₂)	IRSA n. 5100 (met. B) (1)	IRSA n. 5100 (met. B)
8	COD (come O ₂)	IRSA n. 5110 (met. Baumann)	IRSA n. 5110
13	Cadmio	IRSA n. 3060	IRSA n. 3060
14	Cromo totale	IRSA n. 3080 metodo A	IRSA n. 3080 (met. A)
16	Ferro	IRSA n. 3090	IRSA n. 3090
17	Manganese	IRSA n. 3120	IRSA n. 3120
19	Nichel	IRSA n. 3140	IRSA n. 3140
21	Rame	IRSA n. 3170 (met. A)	IRSA n. 3170 (met. A)
24	Zinco	IRSA n. 3230	IRSA n. 3230
26	Cloro attivo libero	Kit o-Tolidina	Kit o-Tolidina
27	Solfuri (come S)	Analisi non richiesta	Analisi non richiesta
28	Solfiti (come SO ₂)	Analisi non richiesta	Analisi non richiesta
32	Fosforo totale (come P)	IRSA n. 4090	IRSA n. 4090
33	Azoto ammoniacale (come NH ₄ ⁺)	IRSA n. 4010 (met. D) o Kit	IRSA n. 4010 (met. D) o Anidel
34	Azoto nitroso (come N)	IRSA n. 4030	IRSA n. 4030
35	Azoto nitrico (come N)	Metodo UNICHIM o Kit	Met. UNICHIM o Kit
37	Idrocarburi totali	IRSA mare n.420.2	IRSA mare n.420.2
42	Tensioattivi totali	IRSA n. 5150	IRSA.n. 5150
50	Escherichia coli		

Le analisi dei metalli in acqua di mare vengono effettuate con l'assorbimento atomico usando come acqua di diluizione e come bianco acqua mare sintetica.

(1): La BOD₅ in acqua mare viene effettuata diluendo il campione con acqua mare sintetica

Il prelievo dei campioni viene effettuato ad intervalli regolari nell'arco di almeno tre ore; è previsto anche il prelievo istantaneo.

L'analisi dei campioni viene eseguita a cura del Reparto Chimico di Centrale. Le metodiche di campionamento e analitiche sono quelle riportate nella pubblicazione IRSA "Metodi analitici per le acque". I bollettini di analisi sono conservati a cura del Capo Reparto Chimico.

Oltre al controllo periodico di cui sopra, viene effettuato anche un controllo in continuo che prevede la misura mediante strumenti di processo dei seguenti parametri:

- Temperatura dell'acqua per ciascuno dei quattro canali di restituzione a mare;
- pH, temperatura, conducibilità, all'uscita della linea di trattamento acque oleose dell'ITAR olio;
- pH, temperatura, conducibilità, ossigeno disciolto, all'uscita della linea di trattamento acque acide/alcaline dell'ITAR chimico;
- azoto ammoniacale all'uscita della linea di trattamento acque ammoniacali dell'ITAA;
- pH e portata di scarico all'uscita delle tre linee di trattamento confluenti in un unico pozzetto.

La temperatura dell'acqua di ciascuno dei quattro canali di restituzione a mare è riportata come traccia grafica registrata nelle sale manovre dei gruppi 1-2 e 3-4 e, come media oraria, anche al CRED di Centrale. Nei casi in cui le misure di temperatura siano prossime al valore limite normativo (DLgs 152/99) di 35 °C, è prevista una procedura operativa che comporta le seguenti azioni:

- i. il C.E.T. riduce la potenza elettrica dei gruppi in esercizio e quindi il carico termico a mare e avverte immediatamente il Reparto Chimico;
- ii. il Reparto Chimico esegue una misura di temperatura dell'acqua condensatrice al/ai canali della/e unità interessate per mezzo di termometri aventi precisione superiore a quella delle termoresistenze di processo;
- iii. a seguito dell'accertamento, il Reparto Chimico compilerà una scheda riportando i valori di misura ottenuti con il termometro e quelli indicati dalle termoresistenze di processo;
- iv. nel caso in cui il controllo di verifica confermi il superamento del limite, si provvederà a ridurre la potenza erogata dalla sezione interessata; in caso contrario si terrà sotto osservazione il valore della temperatura utilizzando come riferimento il valore fornito dallo strumento di precisione (termometro);
- v. eventuali adeguamenti del carico per il rispetto del limite devono essere puntualmente annotati nel registro di esercizio a cura del Capo Turno e del C.E.T.; il verbale del rilevamento del Reparto Chimico viene archiviato dal C.E.T.

In relazione alla Legge 502/93, relativa all'incremento termico a mille metri dallo scarico di Centrale, è stato definito dall'ENEL anche un "Modello gestionale" dello scarico termico che consente il rispetto del limite relativo all'incremento di temperatura, anche nelle condizioni più critiche, facendo ricorso ad interventi di riduzione del carico a parità di acqua di raffreddamento.

Come prescritto dalla legge, il valore dell'incremento termico è misurato in corrispondenza di un arco distante mille metri dallo scarico con le metodiche statistiche determinate dall'IRSA.

Per quanto riguarda le misure in continuo di pH, temperatura, conducibilità, torbidità, oli minerali, ossigeno disciolto, azoto ammoniacale, vengono effettuate manutenzioni periodiche programmate da personale di Centrale. Le tracce registrate da tale strumentazione sono archiviate e disponibili per eventuali controlli delle Autorità preposte.

8.1.2 Sistema di controllo delle emissioni in atmosfera

La Centrale è dotata di un sistema di controllo delle emissioni costituito da un complesso di misure e registrazioni in continuo e da procedure di tipo organizzativo e gestionale. Scopo del sistema è garantire che le concentrazioni degli inquinanti siano costantemente al di sotto dei limiti previsti dal decreto del Ministero dell'Industria di autorizzazione all'esercizio del 13/3/92 e che siano disponibili le registrazioni di tali misure.

Anche in ottemperanza alle disposizioni del DM 21/12/95, è stato predisposto un apposito manuale di gestione, nel quale vengono descritte le misure tecniche, organizzative e procedurali adottate per l'esercizio tecnico del sistema e per il trattamento e la comunicazione dei dati (interna e verso l'Autorità di controllo).

Di seguito si riporta una breve descrizione di tale sistema.

I dati trattati dal sistema possono essere funzionalmente classificati in dati di presentazione e dati di esercizio. I dati di presentazione sono le concentrazioni elaborate secondo gli standard richiesti dalla normativa vigente, corredati di parametri di riferimento (temperature, carico, consumi, etc.) che sono rese disponibili verso l'esterno quali dati ufficiali di emissione.

Fanno parte di tali dati, gli allarmi, i parametri variabili di acquisizione quali fondo scala strumentali, limiti di campo e attendibilità, risultati di tarature, concentrazioni misurate, etc..

Il sistema di controllo delle emissioni può essere suddiviso nei sottosistemi: misure, acquisizione, trasmissione dati, supervisione, trattamento e memorizzazione dati.

Il “sottosistema misure” è costituito da quattro unità gemelle, una per ogni gruppo a vapore, composta da:

- apparato di estrazione e trattamento del campione;
- analizzatore di SO₂;
- analizzatore NO/NOx;
- analizzatore di polveri;
- analizzatore di CO;
- analizzatore di O₂;
- termocoppie di misura della temperatura;
- apparato di taratura analizzatore di SO₂;
- apparato di taratura analizzatore di NO;
- apparato di taratura analizzatore CO;
- apparato di taratura analizzatore O₂.

Il “sottosistema misure” comprende inoltre otto unità gemelle, una per ogni turbogas, composta da:

- apparato di estrazione e trattamento del campione;
- analizzatore NO/NOx;
- analizzatore di CO;
- analizzatore di O₂;
- termocoppie di misura della temperatura;
- apparato di taratura analizzatore di NO;
- apparato di taratura analizzatore CO;
- apparato di taratura analizzatore O₂.

Il “sottosistema acquisizione” è costituito dall’insieme delle postazioni delle ciminiere (una quadricanne per i gruppi a vapore e due quadricanne per gli otto turbogas), che svolgono le funzioni di acquisizione delle misure analogiche, preelaborazione dei dati, gestione automatica delle tarature delle postazioni di misura.

Il “sottosistema trasmissione” è costituito da modem e doppiini telefonici tramite le quali vengono realizzate le comunicazioni tra CRED, postazioni delle ciminiere e di Centrale.

Il “sottosistema supervisione” è realizzato dal personal computer di Centrale che consente di visualizzare lo stato di tutte le misure, degli allarmi e dei parametri di acquisizione.

Il “sottosistema di trattamento e memorizzazione dati” è realizzato con il software del Centro Raccolta Elaborazione Dati (CRED). Le sue funzioni sono di lettura con periodicità oraria dei dati, la standardizzazione, il calcolo e la validazione come previsto dal decreto legislativo n. 203/88 e relativa memorizzazione, la predisposizione dei dati di presentazione e stampa dei relativi tabulati.

Il Manuale di gestione, denominato “Gestione sistema di controllo emissioni” riporta anche l’attribuzione delle competenze per la gestione del sistema suddivise in gestione tecnica (o di manutenzione), gestione e supervisione dei dati, utilizzazione e diffusione di dati e informazioni, eventuali modifiche hardware e software. Sono altresì contenute le procedure per la validazione dei dati per il controllo dei valori di emissione.

Dette procedure sono anche inserite nell’Archivio Ambientale di Centrale Comparto Aria – Emissioni (EM).

8.1.3 Emissioni secondarie

Di seguito si riporta l’elenco identificativo delle altre emissioni convogliate, tecnicamente convogliabili e diffuse non assoggettabili a prescrizioni, in deroga o da non sottoporre a controllo in quanto rientranti nelle categorie secondo le indicazioni del D.lgs.152/06 per le autorizzazioni alle emissioni (art. 269, comma 14: impianti di combustione di potenza termica nominale < 1 MW comprensivi di impianti di emergenza e sicurezza; art. 269 comma 16: deposito oli minerali; Parte I, comma 4 - Allegato IV Parte V: impianti trattamento acque; Parte II, c. 2 dell' Allegato IV alla Parte V (attività di saldatura).

Codice*	Tipologia di Impianto	Tipologia di emissione
4	impianti di abbattimento ossidi di azoto gruppi a vapore	diffusa
5	captatori elettrostatici gruppi a vapore	diffusa
12	impianti ceneri leggere: sili di stoccaggio	convogliata
16	impianto riserva olio turbina per gruppi a vapore	convogliata
18	edifici serbatoi acido e soda rigenerazione letti misti gruppi a vapore	diffusa
22	area strippaggio reagenti denox gruppi a vapore	diffusa
31	cabina bombole CO ₂ zona trasformatori-staz. elettrica	convogliata
32	fossa bombole idrogeno zona trasformatori-staz. elettrica	convogliata
52	fossa bombole idrogeno per gruppi turbogas G-H	convogliata
53	fossa bombole idrogeno per gruppi turbogas E-F	convogliata
54	cabina bombole CO ₂ per gruppi turbogas E-F-G-H	convogliata
56	fossa bombole idrogeno per gruppi turbogas C-D	convogliata
57	fossa bombole idrogeno per gruppi turbogas A-B	convogliata

Codice*	Tipologia di Impianto	Tipologia di emissione
93	cabine misure fiscali metano	diffusa
94	cabine misure fiscali metano	diffusa
95	cabina SNAM	diffusa
97	impianto di trattamento acque ammoniacali	diffusa
99	area stoccaggio reagenti denox (n.4 serbatoi di stoccaggio da 500 mc ciascuno)	diffusa
102	ex edificio produzione ipoclorito (additivazione biossido di cloro)	diffusa
118	area deposito materiali ferrosi (zona deposito rifiuti solidi oleosi)	diffusa
121	edificio servizi di esercizio (locali officine)	convogliata
121	n. 2 serbatoi interrati da 6 mc oli esausti	convogliata
126	n.2 serbatoi gasolio da 240 mc	diffusa
127	discarica gasolio per serbatoi da 240 mc	diffusa
130	edificio produzione acqua industriale (evaporatori)	diffusa
131	impianto di trattamento biologico	diffusa

Codice*	Tipologia di Impianto	Tipologia di emissione
58	cabina bombole CO ₂ per gruppi turbogas A-B-C-D	convogliata
70	n.2 serbatoi OCD da 100.000 mc	diffusa
71	stazione travaso OCD in serbatoi da 100.000 mc	diffusa
73	discarica autobotti serbatoi OCD da 50.000 mc	diffusa
74	stazione travaso e spinta OCD	diffusa
76	n.2 serbatoi OCD da 50.000 mc	diffusa
82	n.4 caldaie ausiliarie decompressione metano turbogas	Emissioni da n.4 camini (1 per ciascuna caldaia)
83	stazione decompressione metano gruppi a vapore	diffusa
85	impianto di trattamento acque oleose (vasche API-casse e serbatoio da 150 mc olio recuperato)	diffusa
105	Motopompa antincendio acqua mare	convogliata
Zona turbogas	N.4 generatori diesel emergenza	convogliata

Codice*	Tipologia di Impianto	Tipologia di emissione
132	deposito lubrificanti e vernici	diffusa
132	serbatoio fuori terra da 30 mc oli esausti	diffusa
134	edificio laboratori, infermeria, autorimessa (locali laboratori)	convogliata
136	deposito gas di laboratorio	diffusa
86	edificio trasformatori di vapore e riscaldamento finale OCD	convogliata
87	vasche accumulo ceneri da combustione OCD	diffusa
88	stazione arrivo oleodotto OCD	diffusa
91	edificio acque reflue (ITAR)	diffusa
92	stazione travaso e spinta OCD	diffusa
122	Motopompa antincendio	convogliata
7	N.4 generatori diesel emergenza	convogliata

(*) riferimento Planimetria generale di impianto disegno N° MC70001DMAR2212

8.1.4 Fanghi da depurazione acque reflue

I fanghi derivanti dalla depurazione degli effluenti dalle linee di trattamento chimico ed ammoniacale sono prodotti per compattazione attraverso presse. I fanghi prodotti dalla Centrale sono sottoposti ad analisi periodiche in ottemperanza all'autorizzazione provinciale agli scarichi idrici. Le analisi, di norma eseguite da laboratorio esterno, sono regolarmente trasmesse alla Provincia di Viterbo ed archiviate presso l'Archivio Ambientale nel Comparto Acque – Scarichi.

8.1.5 Consumo di combustibili

La qualità dei combustibili approvvigionati è stata già descritta. Il consumo di olio combustibile e gasolio è contabilizzato mediante contatori volumetrici, il consumo di gas naturale mediante trasmettitori di pressione e temperatura differenziali i cui segnali affluiscono ad un elaboratore situato all'interno delle stazioni decompressione metano di impianto. I segnali sono anche inviati ad un registratore assieme alla portata e pressione istantanea del gas. I misuratori differenziali di pressione e temperatura del gas naturale sono sottoposti a taratura periodica con rilascio di apposita certificazione; i contatori del consumo di olio combustibile e gasolio sono sottoposti a taratura in occasione di malfunzionamenti.

Le registrazioni dei consumi di combustibili sono oggetto di verifica fiscale a cura degli ispettori UTF, i quali eseguono periodicamente verifiche della giacenza dei combustibili liquidi (tramite rilievo delle altezze di riempimento dei serbatoi, i quali sono stati inizialmente tarati) per accertare la congruenza dei consumi con gli arrivi e le quantità rimanenti rispetto alla verifica precedente.

8.2 Sorveglianza del processo

8.2.1 Atmosfera: meteoroclimatologia e qualità dell'aria.

L'installazione della rete di monitoraggio chimico e meteorologico della qualità dell'aria è stata preceduta da un'indagine, riportata nel documento ECL/AA/39/92/F, effettuata nel 1992 da ENEL-DCO - Unità Laboratorio Centrale di Piacenza. Detta indagine è stata finalizzata alla descrizione e all'interpretazione degli andamenti spazio-temporali della qualità dell'aria prima dell'entrata in esercizio della Centrale. La caratterizzazione

meteorologica è stata inoltre supportata da un'indagine volta alla specifica caratterizzazione del sito mediante idonea strumentazione (SODAR) per la rilevazione dell'altezza degli strati di inversione termica unitamente alla direzione e velocità del vento. Tale indagine, svolta nel periodo Maggio- Giugno 1990, è riportata nel documento am AA / 8 / 91 emesso ENEL-DCO come sopra indicato. I documenti sopra citati sono archiviati nell'Archivio Ambientale Comparto Aria – Immissioni (IM).

Le indagini sopra indicate riportano inoltre il regime caratteristico dei venti locali, le rotazioni cui sono sottoposti in funzione dell'orografia, l'entità delle escursioni termiche nei periodi estremi in quanto significativi (estivo- invernale) e il regime delle brezze, sia di terra che di mare, assieme alla loro profondità di penetrazione nel territorio circostante la Centrale.

La rete, entrata in servizio nel 1994, era inizialmente costituita da 5 postazioni dislocate nel territorio circostante la Centrale; successivamente ne è stata aggiunta una sesta dislocata nel Comune di Monte Argentario, la cui entrata in servizio è avvenuta nel 1999.

Attualmente la rete è costituita da:

- un centro di raccolta ed elaborazione dati (CRED) situato all'interno della Centrale cui affluiscono i parametri misurati dalla rete di rilevamento;
- postazioni chimiche dislocate nel raggio di 20 km dalla Centrale identificate con numerazione progressiva da 1 a 6 e dotate di analizzatori per la determinazione in continuo di SO₂, NO_x e Polveri. Una di queste (postazione n.2, sita a Campo Scala) è inoltre dotata di un analizzatore di Ozono;
- una postazione meteorologica tradizionale, anch'essa interna alla Centrale, composta da strumentazione per la rilevazione della temperatura dell'aria, della velocità e direzione del vento a 10 metri, dell'umidità relativa, pressione, piovosità e irraggiamento solare. E' inoltre presente una postazione SODAR triassiale che consente di analizzare l'atmosfera sino ad una quota di 1000 metri.

8.2.2 Rumore ambientale esterno

Nel Febbraio 1999 sono state condotte dall'Ufficio Misure e Laboratorio di Piacenza prove di rumore in 14 stazioni di misura poste all'esterno dei confini di proprietà della Centrale e presso due abitazioni private.

Per ogni prova sono stati determinati i valori del livello equivalente ed il valore medio del percentile della distribuzione statistica globale per ciascuna stazione di misura nonché le

condizioni di esercizio dell'impianto (quattro gruppi termici e quattro gruppi turbogas in assetto ripotenziato). Due prove hanno avuto durata di oltre 6 ore, una prova è durata 4 minuti. I risultati delle prove sopra citate sono contenute nel "Rapporto di prova" doc. n. 700E500057 del 16/4/99 presente in Archivio Ambientale Comparto Igiene Ambientale – Rumore Esterno.

Nel gennaio-febbraio 1999 sono state condotte dall'Ufficio Misure e Laboratorio di Piacenza misure di emissioni / immissioni acustiche dell'impianto in 16 punti di cui 14 posti lungo la recinzione dell'impianto e 2 situati presso le abitazioni private in vicinanza dell'impianto. Sono stati inoltre determinati i livelli di rumorosità in 33 punti all'interno dell'impianto nonché le condizioni di esercizio dello stesso globale (quattro gruppi termici e quattro gruppi turbogas in assetto ripotenziato).

Sono stati determinati in ciascun punto i valori del livello equivalente ed il valore medio del percentile della distribuzione statistica.

I risultati delle prove sopra citate sono contenute nel "Rapporto di prova" doc. n. 512MC47873 del 30/12/99 presente in Archivio Ambientale Comparto Igiene Ambientale – Rumore Esterno.

8.2.3 Monitoraggio biologico dell'ambiente marino

Il monitoraggio biologico dell'ambiente marino è stato intrapreso come stabilito dall'atto di sottomissione per il prelievo e la restituzione dell'acqua-mare di raffreddamento della Centrale rilasciato dalla Capitaneria di Porto di Civitavecchia. A tale concessione è seguito nell'anno 2000 l'atto formale come stabilito dalla vigente normativa.

Il monitoraggio è stato eseguito da ENEL/DCO-LP secondo un programma di indagini elaborato nel 1995 e suddiviso in quattro fasi di cui la prima preoperazionale (per caratterizzare il sito prima degli effetti conseguenti all'avviamento delle unità a vapore) e successive tre fasi operazionali conseguenti l'entrata in servizio progressiva dei gruppi a vapore. L'ultima di queste fasi è stata condotta con l'intero impianto in esercizio commerciale. Tutte le fasi sono state eseguite nel tratto di mare antistante la Centrale suddividendolo in transetti principali a livello dei quali sono stati identificati tre punti di campionamento a prestabiliti livelli di profondità.

Sono stati monitorati, nel corso del programma di indagini, gli indicatori biologici a breve termine (produttività primaria) e quelli a medio-lungo termine (posidonia oceanica e macrobenthos) per gli effetti conseguenti gli scarichi termici a mare, nonché le

caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua marina costiera quali: temperatura, pH, salinità, ossigeno disciolto, saturazione di ossigeno, azoto ammoniacale, azoto nitroso, fosforo totale.

La prima e l'ultima fase sono state condotte nei periodi estivi ed invernali per una completa caratterizzazione dell'ecosistema costiero prima e dopo gli effetti termici dovuti allo scarico dell'impianto. In tali fasi è stata inoltre effettuata la mappatura della posidonia oceanica. L'ICRAM (Istituto Centrale per la Ricerca Applicata al Mare) così come previsto dall'Atto formale rilasciato dalla Capitaneria di Porto di Civitavecchia ha inoltre validato i risultati ottenuti nel corso del programma di indagini.

Analogo programma, approvato da ICRAM, è stato ripreso nel 2004 con validità quadriennale (2004-2008).

Il piano di monitoraggio e le relazioni tecniche relative alle fasi svolte sono state trasmesse alla Capitaneria di Porto di Civitavecchia e, per conoscenza, all'Amministrazione Provinciale di Viterbo. La documentazione è conservata presso l'Archivio Ambientale Comparto Acque – Scarichi.

8.2.4 Monitoraggio della morfodinamica costiera

Il monitoraggio della morfodinamica costiera è stato intrapreso come stabilito dall'atto di sottomissione per il prelievo e la restituzione dell'acqua-mare di raffreddamento della Centrale rilasciato dalla Capitaneria di Porto di Civitavecchia. A tale concessione è seguito nell'anno 2000 l'atto formale come stabilito dalla vigente normativa.

Il monitoraggio è eseguito secondo un programma di indagini annuale elaborato nel 1991 da ENEL/DCO-LP. Le indagini comportavano inizialmente misure topografiche, batimetriche ed aerofotogrammetriche del tratto di costa prospiciente la Centrale in genere eseguite in estate.

A partire dal 1998, in accordo con la Capitaneria di Porto e il Laboratorio specialistico di Piacenza, è stato sospeso il rilievo mediante aerofotogrammetria riservandolo soltanto in occasione di incisioni, ovvero erosioni della costa ritenute significative dalle indagini topografiche e batimetriche.

Il monitoraggio della morfodinamica costiera ed i risultati ottenuti sono stati trasmessi alla Capitaneria di Porto di Civitavecchia e conservati presso l'Archivio Ambientale Comparto Aree Demaniali.

8.2.5 Monitoraggio della perturbazione termica a mille metri dallo scarico

Il monitoraggio dell'incremento termico a mille metri dallo scarico è stato eseguito per valutare gli effetti termici conseguenti all'entrata progressiva in esercizio dei gruppi a vapore della Centrale.

Il monitoraggio è stato sviluppato secondo un programma elaborato nel 1996 da ENEL/DCO-LP suddiviso in cinque fasi di cui la prima preoperazionale (in assenza di scarichi termici a mare) e quattro operazionali conseguenti all'entrata in esercizio dei quattro gruppi.

Il programma si è concluso nel 1999 con la determinazione dell'incremento termico a mille metri dallo scarico con tutti i gruppi a vapore in esercizio al massimo carico.

La programmazione di analoghe attività è stata ripresa in occasione dei rinnovi autorizzativi provinciali relativi agli scarichi reflui industriali nel mar Tirreno ed annualmente sono eseguite 3 determinazioni in campo.

Il programma di indagini e i risultati ottenuti sono stati trasmessi all'Amministrazione Provinciale di Viterbo e conservati presso l'Archivio Ambientale Comparto Acque – Scarichi.

8.2.6 Monitoraggio biologico dell'ambiente terrestre

Il monitoraggio biologico dell'ambiente terrestre è stato eseguito in ottemperanza all'art.3 della Convenzione ENEL-Provincia di Viterbo stipulata nel 1995. Il piano di monitoraggio triennale comprende tre fasi di cui la prima preoperazionale (1996) e le restanti due operazionali. In particolare l'ultima (2000) è stata eseguita nell'assetto di esercizio dell'intero impianto.

Il biomonitoraggio della qualità dell'aria nel territorio circostante la Centrale è stato condotto studiando i fenomeni di "bioindicazione" e "bioaccumulo".

Nel caso della bioindicazione, gli organismi utilizzati sono stati i licheni che hanno permesso di stimare un indice di purezza atmosferico attorno all'impianto (I.P.A.) e di seguirlo temporalmente nelle varie fasi del monitoraggio.

Come bioaccumulatori di metalli pesanti aerodispersi sono stati invece scelti, assieme ai licheni, le foglie di determinate specie arboree superiori.

L'indagine è stata inoltre arricchita da informazioni relative allo stato sanitario di queste ultime selezionate come quelle più rappresentative della zona.

L'area sottoposta alle indagini di cui sopra si estende in un raggio di 20 km dalla Centrale entro il quale è anche dislocata la rete di rilevamento della qualità dell'aria. Tale area è quella maggiormente influenzabile dalle emissioni gassose dell'impianto.

Il piano di monitoraggio e i risultati delle fasi fin qui svolte sono stati trasmessi all'Amministrazione Provinciale di Viterbo e conservati presso l'Archivio Ambientale Comparto Acque – Scarichi.