

ENEL Produzione S.p.A. CENTRALE TERMoeLETTRICA LARINO


Decreto n. DM 259 dell'11 dicembre 2020 di riesame complessivo del Decreto AIA DEC-2011-0000049 del 23-02-2011 "Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale turbogas di Larino della società Enel Produzione S.p.A. sita nel comune di Larino", aggiornato con DM 304/2015

Piano di Monitoraggio e Controllo – PMC Par. 8. Impianti e apparecchiature critiche

ANALISI DI RISCHIO



| | | |
|---|--------------------------|---|
| DATA: 27.07.2021 | Rev.00 | Firma |
| Gestore | Ing. Paolo Tartaglia | |
| Tecnico  E & PI Srls Sede legale Via XX Settembre 80 06121 Perugia e-mail: e_pi@pec.it amministrazione@studioepi.com 075 8086162 P.IVA n.03479240545 | Dott. Ing. Daria Pinotti |  |

| | | |
|--|---|---|
|  | Enel Green Power and Thermal Generation Italy Power Plant Center Centrale Termoelettrica Larino | Pag. 2 di 25 Rev.00 – 27.07.2021 |
|--|---|---|

Il presente documento è stato preparato da E&PI SRLS per conto di Enel Produzione S.p.A. (il "Cliente"). Qualunque uso di questo documento da terze parti è strettamente vietato. Il suo contenuto riflette la conoscenza e le valutazioni di E &PI SRLS, in base all'oggetto, tempistica e altri vincoli stabiliti in questo documento e nel contratto tra E &PI SRLS e il Cliente. Le analisi contenute nel documento sono basate su condizioni e informazioni esistenti nel momento in cui il documento è stato creato e non prendono in considerazione eventuali successivi cambiamenti. Nel preparare questo documento, E&PI SRLS, non ha verificato la veridicità delle informazioni fornite dal Cliente e soggetti esterni. Qualunque uso di questo documento fatto da terze parti è loro responsabilità. Qualunque terza parte accetta il fatto che E&PI SRLS, non è responsabile per i costi e i danni di qualunque tipo in cui debba incorrere qualunque terza parte come conseguenza di decisioni e azioni intraprese sulla base del presente documento.

Indice

| | |
|--|-----------|
| 1.0 INTRODUZIONE | 4 |
| 1.1 Definizioni | 4 |
| 1.2 Scopo del documento..... | 7 |
| 1.3 Documenti di riferimento..... | 7 |
| 1. DATI DELL'IMPIANTO | 8 |
| 2.VINCOLI TERRITORIALI E AMBIENTALI | 8 |
| 2.1 Idrografia | 8 |
| 2.2 Emergenze idrogeologiche..... | 8 |
| 2.3 Sismicità..... | 8 |
| 3.DESCRIZIONE SINTETICA DEL CICLO PRODUTTIVO | 9 |
| 3.1 Funzionamento | 10 |
| ▪ Stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (AC1 - attività connessa 1)..... | 11 |
| ▪ Gruppo elettrogeno di emergenza (AC3 – attività connessa 3) | 12 |
| ▪ Impianto antincendio (AC4 – attività connessa 4) | 12 |
| ▪ Impianto trattamento acque reflue (AC5 – attività connessa 5)..... | 12 |
| 4. IDENTIFICAZIONE DEGLI IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE PER L'AMBIENTE | 14 |
| 5 SISTEMI DI CONTROLLO DELLE FASI CRITICHE DI PROCESSO | 17 |
| 5.1 CRITERI DI ANALISI DI RISCHIO PER IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE | 19 |
| 5.2 ESITI DEI CONTROLLI SU IMPIANTI E APPARECCHIATURE CRITICHE..... | 21 |
| 5.3 PROGRAMMA DI CONTROLLI..... | 21 |
| 6.0 GESTIONE DEI SERBATOI..... | 22 |
| 6.1 Criteri di analisi di rischio per i serbatoi | 22 |
| 6.2 Albero dei guasti, albero degli Eventi e scenari emergenziali ambientali | 24 |
| 6.3 Esiti dei controlli sui serbatoi | 24 |
| 7.0 ALLEGATI | 25 |
| Planimetria | 25 |
| Allegato 1 Analisi dei rischi Processi_Aria Acqua..... | 25 |
| Allegato 2 Analisi dei rischi Serbatoi_Suolo Falda Acqua | 25 |
| Allegato 3 Albero dei guasti..... | 25 |
| Allegato 4 Albero degli eventi..... | 25 |
| Allegato 5 Analisi di esperienza operativa | 25 |

1.0 Introduzione

1.1 Definizioni

| | |
|--|--|
| Autorità Competente AC | <p>Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali (DVA) (§PIC)</p> <p><i>La pubblica amministrazione cui compete l'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità, l'elaborazione del parere motivato, nel caso di valutazione di piani e programmi, e l'adozione dei provvedimenti conclusivi in materia di VIA, nel caso di progetti (ovvero il rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, nel caso di impianti); l'Autorità Competente in sede statale è il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM). La Commissione Istruttoria per l'AIA (CIPPC) svolge l'istruttoria tecnica finalizzata all'espressione del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) sulla base del quale viene emanato il provvedimento di AIA (§PMC)</i></p> |
| Autorità di controllo ISPRA | <p>L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29-<i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i., dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente territorialmente competente. (§PIC)</p> |
| Autorizzazione integrata ambientale (AIA) | <p>Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del DLgs.152/06 e smi. (§PIC)</p> <p><i>Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA): il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione rientrante fra quelle di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c), o di parte di essa a determinate condizioni che devono garantire che l'installazione sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis ai fini dell'individuazione delle soluzioni più idonee al perseguimento degli obiettivi di cui all'articolo 4, comma 4, lettera c). Un'autorizzazione integrata ambientale può valere per una o più installazioni o parti di esse che siano localizzate sullo stesso sito e gestite dal medesimo gestore. Nel caso in cui diverse parti di una installazione siano gestite da gestori differenti, le relative autorizzazioni integrate ambientali sono opportunamente coordinate a livello istruttorio (§PMC)</i></p> |
| Gestore | <p>ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Termoelettrica Larino, istallazione IPPC (Cod. 1.1: Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW) sita nel Comune di Larino (§PIC)</p> <p>Qualsiasi persona fisica o giuridica che detiene o gestisce, nella sua totalità o in parte, l'installazione o l'impianto oppure che dispone di un potere economico determinante sull'esercizio tecnico dei medesimi. (§PMC)</p> |

| | |
|---|---|
| <p>Piano di Monitoraggio e controllo (PMC)</p> | <p>Documento contenente i requisiti di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione ambientale.</p> <p>Il PMC stabilisce, in particolare, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. 152/06. (§PIC)</p> <p><i>Definizione contenuta nel PIC: I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs. 152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.Lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs. n. 152/06. L'art. 29-quater (Procedura per il rilascio dell'autorizzazione ambientale), comma 6 del D.Lgs. n. 152/06, stabilisce che: "Nell'ambito della Conferenza dei servizi di cui al comma 5, vengono acquisite le prescrizioni del sindaco di cui agli articoli 216 e 217 del regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265, nonché la proposta dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per le installazioni di competenza statale, o il parere delle Agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, per le altre installazioni, per quanto riguarda le modalità di monitoraggio e controllo degli impianti e delle emissioni nell'ambiente. (§PMC)</i></p> |
| <p>Bref (Documento di riferimento sulle BAT)</p> | <p>Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, paragrafo 6, della direttiva 2010/75/UE (art. 5, c. 1, lett. I-ter.1 del D.Lgs. n. 152/06 e s.m.i.). (§PMC)</p> |

| | |
|---|--|
| <p>Migliori tecniche disponibili (Best Available Techniques – BAT)</p> | <p>La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.</p> <p>Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte 11 del D.Lgs 152/06. Si intende per: tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso (§PIC)</p> <p><i>Migliori Tecniche Disponibili (Best Available Techniques - BAT): la più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso. (§PMC)</i></p> |
| <p>Impianti e attrezzature critiche per l'ambiente</p> | <p>Per impianti ed attrezzature critiche per l'ambiente si intendono quelle apparecchiature, serbatoi, componenti e dispositivi di controllo, protezione e sicurezza potenzialmente coinvolti in eventi incidentali/emergenze ipotizzabili nell'unità operativa o derivanti dall'analisi dell'esperienza operativa e di esercizio pregressa, il cui malfunzionamento/guasto/fuori servizio possa determinare impatti sulle matrici ambientali (§PIC)</p> |

1.2 Scopo del documento

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) di cui al Decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Termoelettrica di Larino è stato redatto in coerenza al documento di "ROM" - JRC Reference Report on Monitoring (ROM) under the Industrial Emissions Directive (IED) e rappresenta parte essenziale dell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

In attuazione dell'art. 29-sexies (Autorizzazione Integrata Ambientale), comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il Piano di Monitoraggio e Controllo ha la finalità di pianificare gli autocontrolli e le verifiche di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC dell'impianto ed è parte integrante e attuativa dell'AIA.

La presente analisi di rischio, in particolare, descrive le modalità di attuazione delle prescrizioni incluse al paragrafo **8 “Impianti e apparecchiature critiche”** del PMC vigente e la scelta dei criteri utilizzati per la redazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni da eseguire sulla strumentazione e sui serbatoi presenti in impianto.

In merito a tale tematica, il PMC prevede che, con cadenza annuale, il Gestore presenti all'Autorità di Controllo l'elenco delle apparecchiature, delle linee, dei serbatoi, della strumentazione e delle parti di impianto ritenuti critici/rilevanti dal punto di vista ambientale.

L'elenco comprende le apparecchiature, le linee e i serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 28.02.2006 integrato dalla indicazione dei relativi sistemi di sicurezza, nonché dei sistemi di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche.

Tale elencazione comprende inoltre tutta la strumentazione necessaria al controllo delle fasi critiche per l'ambiente (pHmetri, misuratori di portata, termometri, analizzatori in continuo, ecc).

Così come richiesto dal PMC, il Gestore comunicherà annualmente gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni avente ad oggetto impianti e apparecchiature critiche nonché il programma di controlli e verifiche a rotazione dei serbatoi.

È prevista inoltre la compilazione su base mensile e annuale di apposita reportistica in relazione alle manutenzioni effettuate.

Si precisa, inoltre, che gli esiti dell'attività di controllo saranno archiviati su supporto informatico e cartaceo secondo quanto definito nel paragrafo Gestione e presentazione dei dati del PMC.

1.3 Documenti di riferimento

- DLgs.152/2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale
- D.M. 259 dell'11/12/2020 di riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale rilasciata con provvedimento n. D.M. MATTM n.0000049 del 23/02/2011
- Parere Istruttorio Conclusivo (CIPPC.Registro Ufficiale.U.0000719 del 30/07/2020 nota acquisita da ISPRA con prot.33869 del 30/07/2020)
- Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC1_Rev2 post CdS del 16/11/2020)
- PO 8.1_07 Gestione della manutenzione e controllo delle attrezzature critiche
- PO 8.1_08 Gestione emergenze ambientali

1. Dati dell'impianto

| | |
|--|--|
| Ragione sociale | Enel Produzione S.p.A. |
| Sede legale | Viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma |
| Denominazione dell'installazione | Impianto Turbogas di Larino |
| Sede operativa | Strada Statale 480 Km 1 + 500 – 86035 Larino (CB) |
| Tipo impianto | Impianto esistente |
| Tipo di procedura | Riesame complessivo di AIA |
| Codice attività IPPC | Cod. 1.1: Combustione di combustibili in installazione con unapotenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW |
| Classificazione NACE | Cod.35.11: Produzione di energia elettrica |
| Classificazione NOSE-P | Cod.101.01: Processi di combustione maggiori di 300 MW Cod. 101.04: Turbine a gas |
| Numero di addetti | 4 |
| Gestore installazione | Telefono: 3298129342 e-mail: paolo.tartaglia@enel.com |
| Referente IPPC | Federica Matarrese e-mail: federica.matarrese@enel.com |
| Rappresentante legale | Luca Solfaroli Camillocci Viale Regina Margherita, 125 – 00198 ROMA |
| Impianto a rischio di incidente rilevante | No |

2. Vincoli territoriali e ambientali

2.1 Idrografia

Il reticolo idrografico naturale e artificiale, ricompreso nella porzione di area di interesse del sito della Centrale presenta nella parte marginale est la presenza del torrente Cigno posto ad una quota altimetrica decisamente inferiore al piano medio di campagna del Compendio. Il Torrente è soggetto ad una fascia di rispetto ambientale della larghezza di m 150 misurata da ciascuna delle sponde.

2.2 Emergenze idrogeologiche

Gran parte delle aree ricomprese nella porzione non sono soggette ad esondazione, ad esclusione di quelle aderenti alle sponde del torrente Cigno.

2.3 Sismicità

In ottemperanza al OPCM n. 3274/03, aggiornata con la Delibera della Giunta regionale del Molise del 02.08.2006 n.1171, la Regione Molise ha classificato l'intero territorio di Larino in ZONA 2.

3.Descrizione sintetica del ciclo produttivo

L’Impianto turbogas di Larino è ubicato nella regione Molise, in provincia di Campobasso, nel comune di Larino, a circa 25 Km dalla costa Adriatica in area pianeggiante. Dista 8 Km dal centro abitato del comune di Larino, in S.S. 480 Km 1+500, e occupa una superficie di circa 103.434 m².

L’impianto produttivo si compone di due unità turbogas della potenza apparente di 140.000 kVA e una potenza attiva nominale netta di 125.000 kW e, al fine di assicurare un’alimentazione di riserva, da un gruppo elettrogeno di emergenza con potenza attiva nominale di 5.900 kW.

Ogni unità è costituita essenzialmente da un compressore d’aria assiale, da un insieme di combustori racchiusi in un’unica camera di combustione anulare, da una turbina a gas e da un alternatore coassiale. L’aria aspirata dall’atmosfera, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore e inviata alla camera di combustione dove viene iniettato il combustibile che, bruciando, produce il fluido termico motore (miscela di aria compressa e gas di combustione); l’espansione del fluido termico nella turbina sviluppa energia meccanica. L’alternatore, collegato rigidamente alla turbina e da essa messo in rotazione, provvede alla trasformazione dell’energia meccanica in energia elettrica; parte dell’energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale.

L’energia elettrica prodotta dall’Impianto viene immessa nella rete 150 kV mediante trasformatore elevatore 15/150kV - 130MVA; in caso di inattività dell’Impianto i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete locale di media tensione mediante il trasformatore di avviamento. I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all’atmosfera tramite due camini, E01 e E02, alti circa 18,00 metri.



Figura 1 Ortofoto-Centrale di Larino

3.1 Funzionamento

La realizzazione degli impianti turbogas a ciclo semplice, tra i quali quello di Larino, è stata prevista dal piano di emergenza proposto da ENEL al CIPE (oggi CIPESS) nel 1975. Tali impianti rispondevano all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di blackout, contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete nazionale. Infatti, le caratteristiche principali di tale tipologia di impianti sono:

- ridotti tempi di avviamento
- possibilità di avviamento, in caso di blackout totale, senza ricorrere a fonti di energia elettrica dall'esterno.

Tali impianti non sono quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica. L'impianto turbogas di Larino, realizzato sulla base del DEC / VIA / 831 del 02/08/1991 e del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 27.08.1991, è entrato in esercizio il 01/12/1992 proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 22/09/2002. A partire dal 01/03/2000 il gruppo 1 e dal 23/09/2002 il gruppo 2, sono stati posti in assetto di indisponibilità all'esercizio e non hanno più prodotto energia elettrica. Per il tipo di funzionamento richiesto all'impianto il periodo di produzione 1992 – 2002 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento. A fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, ENEL ha assunto l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice, tra cui quello di Larino, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevati o in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa. La rimessa in servizio dell'impianto ha visto una manutenzione straordinaria per il ripristino della funzionalità di tutte le apparecchiature con interventi atti a garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti d'impianto; non sono state apportate modifiche o nuove realizzazioni impiantistiche di rilievo. Dal 15/12/2003 il gruppo 2 e dal 10/03/2004 il gruppo 1, l'impianto è nuovamente disponibile al normale esercizio, con impiego esclusivo di gas naturale. Nel corso dell'anno 2015, è stato realizzato un impianto, per l'abbattimento di NOx, tecnologia cosiddetta “**water injection**” (in sigla WI) per l'adeguamento alle MTD. Il sistema WI consente la riduzione delle emissioni degli ossidi di azoto agendo sulla temperatura di combustione; in sostanza l'acqua, evaporando, assorbe calore dalla fiamma abbassandone la temperatura. L'iniezione di acqua finemente nebulizzata in camera di combustione viene effettuata previa miscelazione con il gas naturale; il flusso di acqua viene regolato in rapporto alla quantità di combustibile utilizzato ($H_2O/fuel$ da 0,5 a 0,8). L'acqua iniettata in camera di combustione deve essere necessariamente acqua demineralizzata allo scopo di evitare fenomeni di corrosione e incrostazione delle parti calde di impianto. A tale scopo è installato un impianto ad osmosi inversa per la produzione di acqua demineralizzata. L'impianto, costituito da membrane del tipo a spirale avvolta e da una stazione di elettrodeionizzazione (EDI), è in grado di produrre acqua demi ad elevata purezza e garantisce una produzione di 2,5 m³/h. Il sistema di gestione e comando automatico dell'impianto è regolato da un quadro elettrico dotato di PLC per la gestione di allarmi e parametri di controllo.

3.1.1 Componenti principali

Ciascun gruppo generatore turbogas è costituito da:

-una turbina a gas monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 3000 giri/min, composta da:

- un compressore aria del tipo assiale a 19 stadi, rapporto di compressione 14:1;
- una camera di combustione avente 18 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;
- una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 4 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata;
- un generatore sincrono trifase, potenza 140.000 kVA a cos ϕ 0,90, tensione 15 kV, frequenza 50 Hz;
- un sistema di avviamento statico, per l'avviamento del turbogas, che alimenta direttamente l'alternatore con frequenza variabile, portando la turbina alla velocità di autosostentamento;
- l'avviatore statico è alimentato a 6 kV tramite il trasformatore di unità TU e il trasformatore TAV.

Il tempo di funzionamento richiesto all'Avviatore statico è di circa 10 minuti ad ogni avviamento. Le apparecchiature sono sistemate all'interno di cabinati realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera esterna zincata e verniciata, e da una lamiera interna perforata, riempita con materiale insonorizzante.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gas naturale che viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM e alimenta i gruppi turbogas tramite una stazione di decompressione. Il consumo di metano è circa 40.000 m³/h alla potenza di 132 MW.

3.1.2 Attività connesse

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


- stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (Attività connessa 1);
- caldaia ausiliaria di riscaldamento edifici logistici (Attività connessa 2);
- gruppo elettrogeno di emergenza (Attività connessa 3);
- impianto antincendio (Attività connessa 4);
- impianto trattamento acque reflue (Attività connessa 5).

In particolare, ai fini dell'analisi si riportano le caratteristiche delle attività connesse AC1, AC3, AC4, AC5.

- **Stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano (AC1 - attività connessa 1)**

Il gas naturale viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM e alimenta i gruppi turbogas tramite una linea di decompressione e condizionamento, che si compone di un filtro, un primo riscaldatore seguito da una valvola regolatrice di pressione e dal complesso di misura fiscale; a valle è posizionato un secondo riscaldatore.

Il riscaldamento del gas naturale è effettuato con acqua calda fornita da due caldaie ausiliarie funzionanti in parallelo, di norma una funziona l'altra è di riserva, da 2.000.000 kcal/h (2,3 MW_t), alimentate a gas naturale.

| | | |
|---|---|--|
|  | Enel Green Power and Thermal Generation Italy Power Plant Center Centrale Termoelettrica Larino | Pag. 12 di 25 Rev.00 – 25.01.2022 |
|---|---|--|

▪ Gruppo elettrogeno di emergenza (AC3 – attività connessa 3)

Una delle principali caratteristiche dell'impianto è la possibilità, in caso di blackout totale, di avviamento senza ricorrere a fonti di energia elettrica proveniente dall'esterno.

Tale energia è assicurata dal diesel di emergenza che in tali circostanze è in grado di fornire l'energia elettrica per alimentare le apparecchiature e i sistemi di comando e controllo per l'avviamento dell'unità di produzione.

Il motore diesel è con potenza resa di 5.900 kW, collegato ad un generatore elettrico da 7.400 kVA.

Il gasolio necessario al funzionamento è raccolto in un apposito serbatoio (BM808X) fuori terra di servizio della capacità di 6,0 m³.

▪ Impianto antincendio (AC4 – attività connessa 4)

L'impianto è dotato di sistema generale antincendio costituito da due serbatoi di riserva da 1.500 m³ cadauno, da una autoclave, con relativa pompa di reintegro, da 30 m³, da una elettropompa e due motopompe azionate da motori diesel per l'alimentazione della rete di idranti distribuita su tutto l'impianto. L'elettropompa ha una portata di 80 m³/h, prevalenza 100 m, mentre le due motopompe hanno una portata di 1200 m³/h, prevalenza 100 m e sono azionate da motori diesel.

Il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe è raccolto in due appositi serbatoi (BL003A e BL003B) fuori terra di servizio della capacità di 2,5 m³ ciascuno.

▪ Impianto trattamento acque reflue (AC5 – attività connessa 5)

Tutta l'area d'impianto è dotata di appositi reticoli fognari separati che raccolgono le diverse tipologie di acque presenti:

- a) acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali;
- b) acque meteoriche non inquinate;
- c) acque servizi igienici.

Le acque di tipo a) derivano da:

- spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli minerali (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.);
- precipitazioni su aree scoperte.

Esse sono raccolte dalla fognatura oleosa e inviate al disoleatore. Esse possono, infatti, contenere tracce di idrocarburi derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione. Nel ciclo produttivo tali sostanze non sono utilizzate come materia prima.

Le acque di tipo b) derivano da precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili da oli o da altre sostanze. Esse sono raccolte, tramite rete fognaria, nella vasca di disoleazione con capacità di 2.500 m³.

Le acque meteoriche tipo a) e b) sono raccolte dalla rete drenante di stabilimento e convogliate verso l'ITAR, dal quale sono saltuariamente rilanciate verso il vicino Torrente Cigno per il tramite del punto di scarico SF1.


Le acque reflue domestiche, di tipo c) sono convogliate verso una fossa settica in cui periodicamente è raccolta la frazione solida tramite autospurgo, mentre l'effluente va in un'altra vasca sigillata che periodicamente viene spurgata.

Trattamento delle acque di tipo a) e b)

Impianto trattamento acque reflue

L'impianto è costituito da un sistema di disoleazione dotato di apparecchiature per il recupero dell'olio, di stazioni di sollevamento, di vasche di disoleazione e di un serbatoio di separazione acqua-olio.

Tale sistema tratta gli scarichi provenienti dalle aree potenzialmente inquinabili da oli minerali, di cui al punto a) e anche quelle al punto b).

| | | |
|---|---|--|
|  | Enel Green Power and Thermal Generation Italy Power Plant Center Centrale Termoelettrica Larino | Pag. 13 di 25 Rev.00 – 25.01.2022 |
|---|---|--|

Gli oli sono costituiti principalmente da gasolio – il cui impiego è limitato all'alimentazione dei sistemi azionati da motori diesel (sistemi di emergenza quali gruppo elettrogeno e motopompe antincendio, attività AC3 + AC4) e da olio lubrificante di turbina, di pompe o di altre apparecchiature meccaniche.

L'impianto di trattamento, descritto nei punti seguenti, assicura nell'effluente, secondo il Gestore, un contenuto in oli e grassi (estraibili in etere di petrolio) inferiore a 5 mg/l.

Il sistema per il trattamento delle acque inquinabili da oli (impianto ITAR) risulta costituito da:

- n. 1 vasca di raccolta acque inquinabili da oli della capacità di 2.500 m³, a cielo aperto, corredata degli appositi sistemi per il recupero preliminare dell'olio dell'eventuale olio surnatante di tipo DISCOIL. Tale sistema di tipo galleggiante, è costituito da 6 dischi di diametro 1,10 m in acciaio speciale opportunamente trattato che effettuano una prima separazione dell'olio sfruttando la forza di adesione olio-materiale. L'olio separato viene raccolto in una vasca oscillante e inviato al serbatoio di separazione da 60 m³ (BL003X);
- n. 2 vasche di disoleazione realizzate, a cielo aperto, dotate di separatori a lamiera ondulate, e di sfioratori di raccolta olio. Le due vasche sono dimensionate per una portata massima di 50 m³/h. Il sistema di separazione è costituito da 47 lamiere sistemate parallelamente con intervallo di 2 cm ed è dotato di 11 grondaie per la raccolta del materiale separato. Il materiale costitutivo delle lamiere ondulate è fibra di vetro rinforzata;
- n. 2 pompe di alimentazione delle vasche di disoleazione, portata massima 25 m³/h ciascuna;
- n. 2 pompe trasferimento olio dalle vasche di disoleazione, della portata massima di 2,5 m³/h ciascuna;
- n. 1 serbatoio fuori terra di separazione acqua-olio della capacità di 60 m³ (BL003X)
- n. 1 serbatoio fuori terra di raccolta oli separati del volume di 5 m³ (BL005X)

Per la natura fisica del processo di separazione (affioramento) le tre vasche di cui sopra non possono dar luogo a perdite al suolo.

L'acqua trattata viene inviata tramite 2 pompe in una vasca trappola e da qui, tramite comandi manuali, scaricata nel torrente Cigno, tramite il pozzetto SF1.


Le acque reflue derivanti dall'impianto di disoleazione di cui alla lettera a) e le acque meteoriche non inquinate b) sono scaricate nel Torrente Cigno, attraverso un canale di proprietà Enel.

Il suddetto scarico è di tipo saltuario senza misurazione di portata.

3.1.3 Utilizzo di risorse naturali

Gas naturale Il gas naturale è attualmente l'unico combustibile utilizzato sull'impianto per la produzione di energia elettrica; nel passato, fino al 1995, è stato impiegato anche gasolio.

Gasolio L'impianto di Larino non utilizza gasolio per produzione di energia elettrica; il suo impiego è limitato all'alimentazione dei sistemi azionati da motori diesel (sistemi di emergenza quali gruppo elettrogeno e motopompe antincendio). L'attuale capacità di stoccaggio utile di gasolio dell'impianto turbogas di Larino è di circa 130 mc, utilizzata esclusivamente dal motore diesel del gruppo elettrogeno diesel di emergenza e dalle motopompe antincendio. L'approvvigionamento del gasolio avviene tramite autobotti. Il serbatoio interrato presente nell'impianto e ad oggi esercito è della capacità di 115 mc di stoccaggio per alimentazione motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza. Il controllo di eventuali perdite a suolo è effettuato sistematicamente attraverso il controllo del livello dello stesso.

| | | |
|---|---|--|
|  | Enel Green Power and Thermal Generation Italy Power Plant Center Centrale Termoelettrica Larino | Pag. 14 di 25 Rev.00 – 25.01.2022 |
|---|---|--|

Acqua L'approvvigionamento di acqua ad uso industriale avviene tramite il Consorzio di Bonifica Larinese; sulla stessa linea è installato un misuratore di portata. L'acqua è utilizzata essenzialmente per il reintegro dei serbatoi antincendio, per i lavaggi delle aree con presenza di macchinari e per l'irrigazione delle aree verdi. Per gli usi igienico-sanitari l'acqua potabile è fornita dall'acquedotto comunale, sulla stessa linea è installato un misuratore di portata. L'acqua è utilizzata essenzialmente per i servizi igienici degli uffici, officina, locale guardiania e per il reintegro delle caldaie metano.

4. Identificazione degli impianti e apparecchiature critiche per l'ambiente

4.1 Identificazione di impianti e apparecchiature critiche per l'ambiente

Per impianti e attrezzature critiche per l'ambiente si intendono quelle apparecchiature, serbatoi, componenti e dispositivi di controllo, protezione e sicurezza potenzialmente coinvolti in eventi incidentali/emergenze ipotizzabili nell'unità operativa o derivanti dall'analisi dell'esperienza operativa e di esercizio pregressa, il cui malfunzionamento/guasto/fuori servizio possa determinare impatti sulle **matrici ambientali**, un superamento dei valori limite specifici autorizzati in AIA o una mancata registrazione di dati funzionali all'attuazione del PMC.

L'identificazione delle apparecchiature critiche per la salvaguardia dell'ambiente è stata effettuata tenendo conto dell'analisi storica degli eventi significativi dal punto di vista ambientale che siano scaturiti da uno o più componenti; dell'analisi dell'esperienza operativa che abbia messo in evidenza rischi potenziali connessi ad uno o più componenti e dell'esperienza maturata presso gli altri impianti di Enel Produzione (Analisi esperienza operativa).

Alla luce di quanto sopra, si è ritenuto di poter definire critica per la salvaguardia dell'ambiente ogni apparecchiatura il cui malfunzionamento/disservizio determini almeno una delle seguenti condizioni:

- Superamento dei valori limite specifici autorizzati in AIA;
- Mancata registrazione di dati funzionali all'attuazione del PMC;
- Contaminazione di una delle matrici ambientali (aria, acqua, suolo/falda).

4.1.1 Matrice Aria

Le emissioni in atmosfera derivano dal processo di combustione che avviene nei turbogas e sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x) e anidride carbonica (CO₂); la presenza di CO, derivante da incompleta combustione, è resa del tutto trascurabile dal sistema di regolazione della combustione. Le emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso due camini alti circa 18,00 mt. La formazione di ossidi di azoto (NO_x), legata alla presenza di azoto nell'aria di combustione, è funzione della temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione. L'emissione di anidride carbonica (CO₂) dipende direttamente dal quantitativo di combustibile utilizzato. Sull'impianto sono inoltre presenti altri punti di emissioni in atmosfera:

- emissioni della caldaia riscaldamento edifici logistici: caldaia alimentata a metano con potenzialità inferiore a 100.000 kcal/h destinata al riscaldamento di uffici, officine e laboratori e magazzino;
- emissione del diesel gruppo elettrogeno di emergenza: diesel alimentato a gasolio di 5.900 kW di potenza, destinato a fornire l'energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (blackout);

- emissioni dei n. 2 diesel motopompe antincendio: diesel, alimentati a gasolio, a servizio dell'impianto antincendio generale dell'impianto;
- emissioni delle n. 2 caldaie riscaldamento gas naturale: caldaie per la produzione di acqua calda, alimentate a gas naturale, per il condizionamento del gas naturale di alimentazione dei gruppi di produzione.

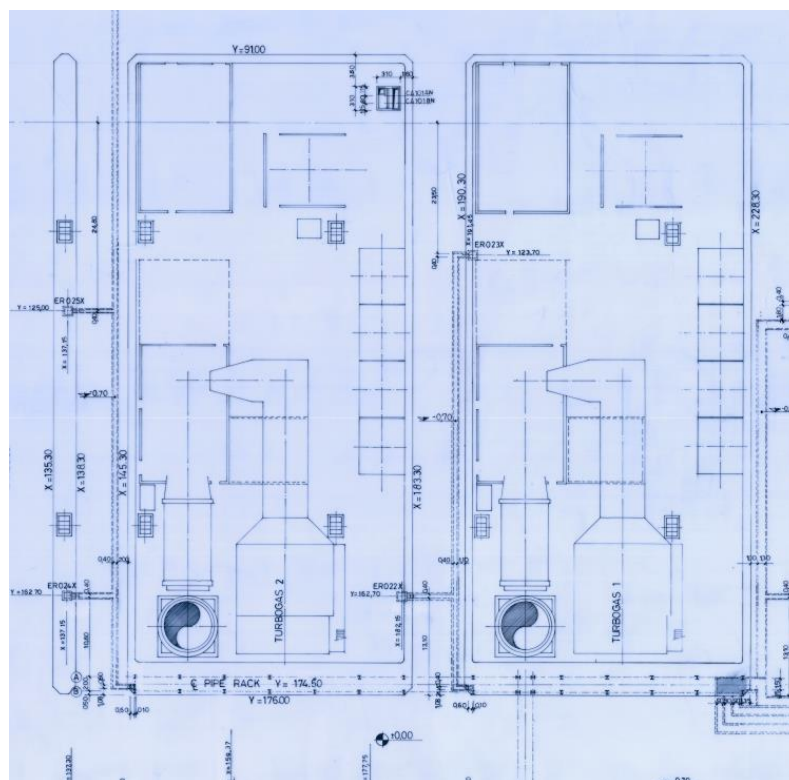


Figura 2 Area TG- Area TURBOGAS TG1 e TG2

4.1.2 Matrice Acqua

Le emissioni degli scarichi, a seguito del trattamento delle acque nell'impianto ITAR, derivano da:

- acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali
- acque meteoriche non inquinate

Gli oli sono costituiti principalmente da gasolio – il cui impiego è limitato all'alimentazione dei sistemi azionati da motori diesel (sistemi di emergenza quali gruppo elettrogeno e motopompe antincendio, attività AC3 + AC4) e da olio lubrificante di turbina, di pompe o di altre apparecchiature meccaniche.

Gli oli dielettrici esausti sono tenuti in appositi contenitori con relativo bacino di contenimento per evitare eventuali sversamenti all'interno del magazzino degli oli lubrificanti, dielettrici e dei prodotti infiammabili.

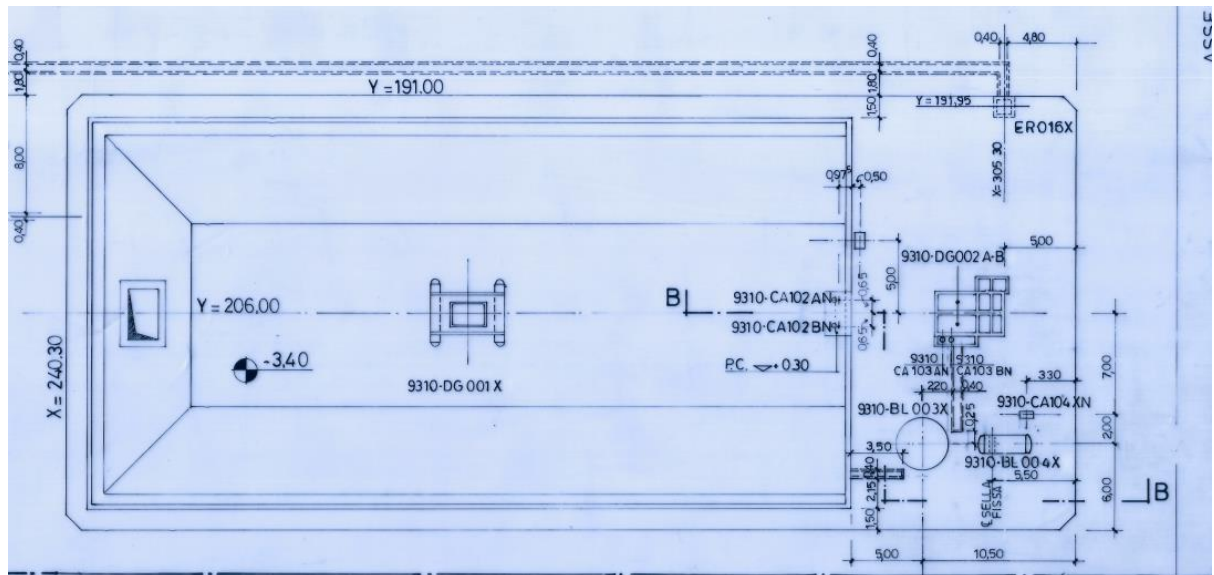


Figura 3 Area vasca disoleazione

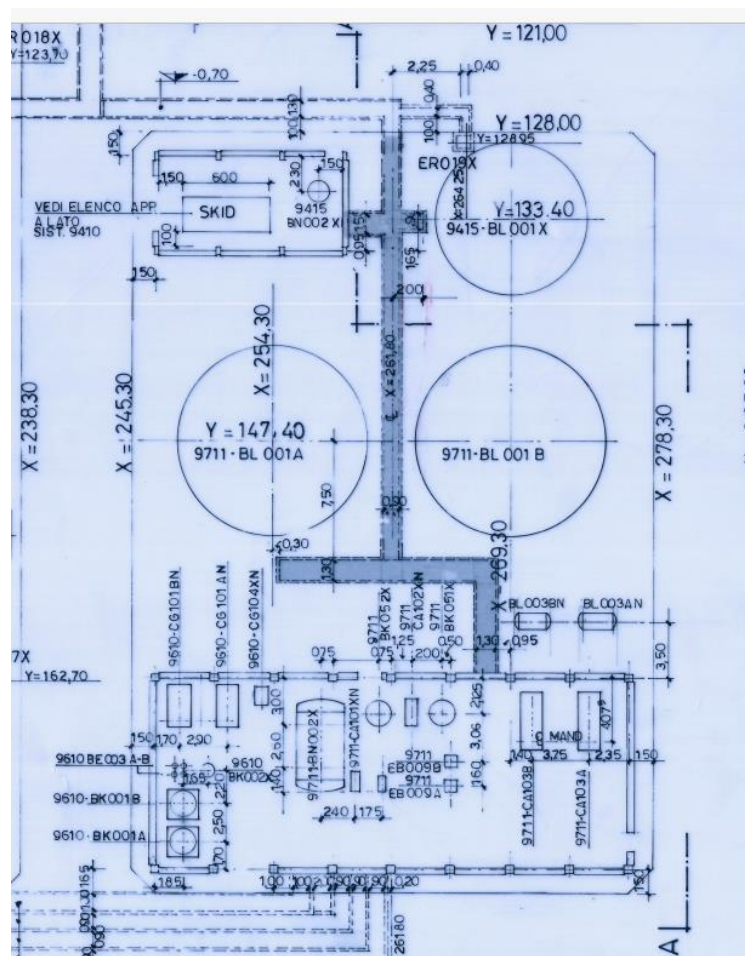


Figura 4 Area A- Antincendio

4.1.3 Matrice suolo/falda

Le emissioni su suolo e sottosuolo possono derivare da eventi incidentali quali ad esempio sversamenti di idrocarburi durante attività di movimentazione.

Il Gestore deve effettuare il controllo delle acque sotterranee, in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e alla loro potenziale contaminazione, con piezometri ubicati a monte e a valle dello stabilimento nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda.

5 Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

Analisi dei rischi-allegato 1

Nell'analisi del rischio vengono analizzati i seguenti parametri per la valutazione delle apparecchiature critiche in relazione alle fasi di lavorazione:

- Punto di emissione/fase di provenienza
- Attività/fase di lavorazione
- Macchina/apparecchiatura
- Possibili guasti/malfunzionamenti/fuori servizio
- Effetto guasto
- Valutazione del rischio
- Azioni di contenimento del rischio

Relativamente al processo della centrale termoelettrica di Larino vengono individuati come rilevanti ai fini ambientali i seguenti impianti:

| Punto di emissione/fase di provenienza | Attività/fase di lavorazione | Sistema di abbattimento Macchina/apparecchiatura | |
|--|-------------------------------|--|---|
| Emissioni convogliate CO e NOX Punti di emissione E01 e E02 relativi ai turbogas LR1 e LR2 | Trattamento fumi | Sistema water injection (WI) per abbattimento NOx | Iniezione di acqua demineralizzata finemente nebulizzata in camera di combustione |
| | | | Impianto ad osmosi inversa: membrane del tipo a spirale avvolta e stazione di elettrodeionizzazione |
| | | | Quadro elettrico dotato di PLC per la gestione di allarmi e parametri di controllo |
| Emissioni convogliate Punti di emissione E01 e E02 relativi ai turbogas LR1 e LR2 Punti di emissione E03 e E04 relativi alle caldaie A e B | Trattamento fumi | CO | Catalizzatore - N.A. perché il Turbogas è del tipo OCGT-BAT 44 Gas di combustione gas naturale |
| Emissioni convogliate di CO e NOX Punti di emissione E03 e E04 relativi alle caldaie A e B | Trattamento fumi | Non previsti sistemi di abbattimento | |
| Emissioni convogliate di CO e NOX Punti di emissione E01 e E02 relativi ai turbogas LR1 e LR2 Punti di emissione E03 e E04 relativi alle caldaie A e B | Monitoraggio qualità dei fumi | Sistema di monitoraggio delle emissioni trimestrale: - per i TG: in caso di utilizzo continuo per almeno 24h in condizioni di normale esercizio nel corso dello stesso periodo; - per le caldaie A e B in caso di funzionamento dell'impianto nel corso dello stesso periodo | Analizzatori in discontinuo (NOx, CO, % O2) |
| | | | Trasduttori di temperatura |
| | | | Trasduttori pressione (solo per E01 e E02) |
| | | | Misuratori portata volumetrica |
| | | | Misuratori di H2O (umidità fumi) (solo per E01 e E02) |
| | | | Misuratori di velocità (solo per E01 e E02) |

| Punto di emissione/fase di provenienza | Attività/fase di lavorazione | Sistema di abbattimento Macchina/apparecchiatura | |
|--|--|--|--|
| Emissioni convogliate di gas di combustione Punti di emissione F2-1 Scarico motore diesel DE1 | Trattamento fumi | Non previsti da PMC (punto di emissione non significativo) | |
| Emissioni convogliate di gas di combustione Punti di emissione F2-2 Scarico motore diesel motopompa antincendio A | Trattamento fumi | Non previsti da PMC (punto di emissione non significativo) | |
| Emissioni convogliate di gas di combustione Punti di emissione F2-3 Scarico motore diesel motopompa antincendio B | Trattamento fumi | Non previsti da PMC (punto di emissione non significativo) | |
| Emissioni convogliate di gas di combustione Punti di emissione F2-6 Camino caldaia riscaldamento uffici | Trattamento fumi | Non previsti da PMC (punto di emissione non significativo) | |
| Emissioni non convogliate o diffuse | Trattamento fumi | Non presenti | |
| Scarico SF1/ Acque reflue di dilavamento e acque meteoriche di dilavamento | Trattamento acque (attività connessa 5 del PIC) | Impianto ITAR | Vasche e Serbatoi (BL005X da 5 mc e BL003X da 60 mc) |
| | | | Pompe |
| | | | Discoil nella vasca di raccolta della capacità di 2.500 mc |
| | | | Separatori a lamiere ondulate nelle vasche di disoleazione |
| | | | sfioratori di raccolta olio nelle vasche di disoleazione |
| Scarico SF1/ Acque reflue di dilavamento e acque meteoriche di dilavamento | Trattamento acque (attività connessa 5 del PIC) | Contatore scarico SF1 | Contatore scarico ITAR N.A. poiché lo scarico nel torrente Cigno è di tipo saltuario senza misurazione di portata |
| A monte e a valle della Centrale | Verifica acque sotterranee | Piezometri | Strumenti di campionamento |
| Area E | Emergenza (attività connessa 3 del PIC) | Gruppo elettrogeno di emergenza | Serbatoio (BM808X) |
| | | | Motore Diesel |
| Area A | Antincendio (attività connessa 4 del PIC) | Motopompe impianto antincendio | Serbatoi (BL003A da 2,5 mc e BL003B da 2,5 mc) |
| | | | Motori Diesel |

Gli impianti sopra elencati costituiscono i principali presidi ambientali per quanto riguarda l'abbattimento dei macroinquinanti contenuti negli effluenti gassosi della combustione e l'impianto di trattamento delle acque reflue-ITAR.

In aggiunta ad impianti e apparecchiature critici come sopra descritti, assumono rilevanza in termini di tutela ambientale anche i serbatoi e gli stoccaggi (e relativi presidi) di sostanze pericolose per l'ambiente, la cui gestione è descritta in seguito in un apposito capitolo.

Successivamente all'identificazione di impianti ed apparecchiature critiche, si è proceduto ad una valutazione del rischio ai fini ambientali connesso con eventuali malfunzionamenti/rotture/fuori servizio di ciascun impianto/apparecchiatura secondo le modalità descritte in seguito.

5.1 Criteri di analisi di rischio per impianti e apparecchiature critiche

Per garantire un elevato livello di sicurezza impiantistica, con particolare attenzione agli effetti ambientali, è opportuna l'introduzione di una valutazione dei rischi correlati all'esercizio e ai possibili malfunzionamenti (dovuti a guasti, rotture, incidenti, danneggiamenti, obsolescenza, etc.) degli impianti e delle apparecchiature ritenute critiche che possano determinare effetti negativi sulle matrici ambientali.

Le attività di identificazione e valutazione sono classicamente condotte quindi sia in termini di probabilità di accadimento sia di gravità delle conseguenze di un evento. A fronte della valutazione dei rischi sono individuate e attuate misure gestionali (manutenzioni preventive, ispezioni, controlli, tarature) finalizzate alla riduzione del rischio stesso.

L'identificazione e valutazione del rischio deve essere periodicamente aggiornata in occasione di modifiche impiantistiche e qualora intervengano nuove conoscenze tecniche anche derivanti dall'esperienza operativa o dall'analisi di incidenti, anomalie ed eventi pregressi.

Il controllo operativo degli impianti è pertanto caratterizzato dall'adozione e applicazione di procedure per il loro funzionamento in condizioni di sicurezza, ivi comprese le operazioni di manutenzione dell'impianto stesso e delle relative apparecchiature di controllo/monitoraggio.

Si è voluta in questa sede definire una metodica di valutazione del rischio finalizzata a valutare, per ciascuno degli elementi impiantistici individuati come critici ai fini della tutela dell'ambiente, la gravità dell'impatto possibile e la probabilità che tale impatto si verifichi.

Di seguito sono riportate le tabelle con i criteri adottati:

| Indici di valutazione della probabilità (P) | | |
|---|-----------|-----------------|
| CRITERIO | PUNTEGGIO | |
| Scarsa possibilità del verificarsi dell'evento. Sono noti rarissimi episodi già verificatisi o che sarebbero potuti accadere. Scarsa presenza di criteri oggettivi nell'individuazione del livello delle probabilità. Il verificarsi dell'evento ipotizzato susciterebbe grande sorpresa. | 1 | Poco probabile |
| Concreta possibilità del verificarsi dell'evento. È noto qualche episodio in cui si è verificato l'evento. Il verificarsi dell'evento ipotizzato susciterebbe una moderata sorpresa. | 2 | Probabile |
| Si sono già verificati frequenti episodi in situazioni operative simili. Alta presenza di criteri oggettivi nell'individuazione del livello delle probabilità. Il verificarsi dell'evento ipotizzato non susciterebbe alcuna sorpresa | 3 | Molto probabile |

| Indici di valutazione della gravità (G) | | |
|---|-----------|-----------|
| CRITERIO | PUNTEGGIO | |
| L'evento non pregiudica la prosecuzione dell'attività; Attività normata da limiti di legge la cui conformità è molto al di sopra dei limiti di legge (superiore al 40%): l'evento porterebbe ad un avvicinamento al limite ma non ad una non conformità legislativa; L'evento non ha effetti negativi significativi sulle matrici ambientali L'evento non ha impatti su parti interessate rilevanti | 1 | Marginale |
| L'evento rallenta in modo poco significativo la possibilità di procedere con le attività. Attività normata da limiti di legge la cui conformità è vicino ai limiti di legge (superiore al 10%): l'evento porterebbe ad un avvicinamento al limite ma non ad una non conformità legislativa; L'evento ha effetti negativi contenuti sulle matrici ambientali. L'evento ha impatti limitati su parti interessate rilevanti | 2 | Medio |
| L'evento rallenta in modo significativo la possibilità di procedere con le attività (fino alla possibile interruzione della stessa) Attività normata da limiti di legge la cui conformità è prossima ai limiti di legge: l'evento porterebbe ad un avvicinamento significativo o superamento di limiti applicabili; L'evento ha effetti negativi rilevanti sulle matrici ambientali L'evento ha impatti significativi su parti interessate rilevanti | 3 | Alto |

L'indice di rischio è dato da: **$R = P * G$**

Di seguito sono riportate le tabelle della significatività del rischio

| PROBABILITÀ | 3 | 3 | 6 | 9 |
|-------------|---|---|---|---|
| | 2 | 2 | 4 | 6 |
| | 1 | 1 | 2 | 3 |
| | | 1 | 2 | 3 |
| GRAVITÀ | | | | |

- Accettabile - [1;2]
- Medio-basso - [3;4]
- Alto – [6;9]

Le risultanze di questa valutazione sono riportate nell'allegato 1 Analisi dei rischi, in cui in corrispondenza di ciascun elemento impiantistico considerato, sono stati valutati i possibili scenari di funzionamento "anomalo", la quantificazione del rischio connesso a ciascun evento, e le misure gestionali introdotte a presidio e controllo di tali elementi di rischio.

5.2 Esiti dei controlli su impianti e apparecchiature critiche

Così come prescritto nel PMC vigente, con cadenza annuale, Enel presenta all'Autorità di Controllo gli esiti dell'attuazione del programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni avente ad oggetto i componenti sopra descritti, eventualmente integrati da valutazioni di quanto deducibile in merito allo stato di conservazione delle parti rilevanti ed eventualmente dall'indicazione delle azioni correttive previste e/o attuate per la rimozione di inconvenienti e/o anomalie manifestatesi in conseguenza delle verifiche svolte.

Le attività di manutenzione vengono eseguite tenendo in considerazione le modalità e le frequenze dettate dalle ditte fornitrici dei macchinari/apparecchiature/impianti e l'analisi dei rischi svolta. Tali interventi manutentivi saranno registrati all'interno della reportistica indicata all'interno del PMC e gestiti internamente attraverso l'utilizzo dell'applicativo SAP. Le registrazioni comprenderanno, oltre alla data e alla descrizione dell'intervento, anche il riferimento alla documentazione interna ovvero al certificato rilasciato dalla ditta che effettua la manutenzione.

Una sintesi degli esiti delle manutenzioni e le valutazioni conseguenti dovranno essere inserite nella relazione annuale (rapporto annuale AIA), che sarà trasmesso entro il 30 aprile di ogni anno.

Si riporta di seguito il format della reportistica che Enel dovrà predisporre con frequenza mensile (secondo il modello previsto all'interno del PMC approvato):

Tabella 22 pagina 36 del PMC Sistemi di controllo delle fasi critiche di processo

| Attività – Fase di lavorazione | Matrici ambientali coinvolte | Macchina | Parametri e frequenze | | | | Modalità di registrazione e trasmissione |
|--------------------------------|------------------------------|----------|------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------|--|
| | | | Tipologia di controllo | Frequenza dei controlli | Modalità di controllo | Tipo di intervento | |
| | | | | | | | Registrazione nel registro di conduzione dell'impianto |

Tabella 23 pagina 36 del PMC Interventi di manutenzione ordinaria sui macchinari (di cui alle fasi critiche di processo)

| Macchinario | Tipo di intervento | Frequenza | Modalità di registrazione e trasmissione |
|-------------|--------------------|-----------|--|
| | | | |

5.3 Programma di controlli

Sulla base dell'identificazione degli impianti e apparecchiature critiche e delle considerazioni circa il rischio derivante da guasti/malfunzionamenti/servizi delle stesse, è stato definito un programma di controlli, come definito all'interno del PMC approvato, in cui sono definiti i controlli e le attività manutentive su ciascun elemento impiantistico e le relative tempistiche di esecuzione.

Nell'**allegato 1** sono incluse le informazioni sopra elencate.

Sulla base del know-how del personale di Centrale e alla luce della valutazione del rischio in caso di anomalia funzionale di ciascun elemento di impianto potenzialmente critico per l'ambiente, sono state definite le attività di controllo periodico e/o manutenzione necessarie per ciascun elemento di impianto, al fine di contenere il rischio di causare impatti ambientali non controllati.

6.0 Gestione dei serbatoi

Analisi dei rischi-allegato 2

In merito ai serbatoi di stoccaggio presenti presso l'impianto, nel seguito si riporta una tabella riassuntiva in cui sono indicati:

- ID. Progressivo
- Nome identificativo serbatoio
- Codifica interna
- Nome area
- Materiale stoccato
- Tipologia del Serbatoio
- Caratteristiche (*Pavimentazione, copertura, recinzione, ecc.*)
- Frasi di pericolo (rif.SDS)
- Classificazione del pericolo
- Capacità di stoccaggio (litri o m³)
- Materiale del serbatoio
- Frequenza di accadimento scenario emergenziale (contenitori+bacino)
- Analisi di rischio ($R=GI*PR$)

Il Gestore ha dichiarato dismessi definitivamente e bonificati in data 14.05.2018 e allo stato di "gas free" i seguenti serbatoi: BM001B, BM001A, BL004X, BL002X, BL8401X e BL8402X.

Successivamente all'identificazione dei serbatoi come attrezzature critiche, si è proceduto ad una valutazione del rischio ai fini ambientali connesso con eventuali malfunzionamenti/rotture/fuori servizio di ciascun impianto/apparecchiatura secondo le modalità descritte in seguito

6.1 Criteri di analisi di rischio per i serbatoi

Analogamente a quanto prospettato per le apparecchiature critiche per l'ambiente, anche per i serbatoi in uso presso la centrale termoelettrica di Larino è stata predisposta una analisi del rischio (Allegato 2), ai fini di definire le priorità di intervento e le frequenze dei controlli periodici su ciascun serbatoio.

Per garantire un elevato livello di sicurezza impiantistica, con attenzione agli effetti ambientali, è stata predisposta una valutazione quantitativa/qualitativa dei rischi correlati all'esercizio dei serbatoi/stoccaggi presenti presso il sito, che in caso di guasto, malfunzionamento o emergenza possano determinare effetti negativi sulle matrici ambientali.

La valutazione tiene conto sia della gravità delle conseguenze di un evento sia della sua probabilità di accadimento. A fronte della valutazione dei rischi sono individuate ed attuate misure gestionali (manutenzioni preventive, ispezioni, controlli, tarature) finalizzate alla riduzione del rischio stesso.

L'identificazione e valutazione del rischio deve essere periodicamente aggiornata in occasione di modifiche all'assetto dei serbatoi e qualora intervengano nuove conoscenze tecniche anche derivanti dall'esperienza operativa o dall'analisi di incidenti, anomalie ed eventi pregressi.

Di seguito sono riportate le tabelle con i criteri adottati:

| Probabilità albero degli eventi Event Tree | Normalizzazione- Criterio PROBABILITÀ (PR) | Si considera la probabilità di accadimento dell'impatto |
|---|---|---|
| $f \leq 10^{-7}$ o/a | 1 - nulla o trascurabile | Impatto improbabile non si è mai verificato, o si è verificato in casi eccezionali e comunque meno di una volta l'anno |
| 10^{-6} o/a $\leq f \leq 10^{-4}$ o/a | 2 - media | impatto probabile l'impatto è legato ad attività che si verifica raramente e comunque meno di una volta al mese |
| 10^{-3} o/a $\leq f$ | 3 - elevata | Impatto sicuro la situazione si verifica regolarmente, attività quotidiana e di conseguenza anche l'impatto |

| Criterio GRAVITÀ IMPATTO (GI) | Si considera l'entità dell'impatto che il guasto, malfunzionamento o rottura del serbatoio possono indurre |
|-------------------------------|--|
| 1 - Trascurabile | <ul style="list-style-type: none"> Pericolosità ambientale bassa. Sostanze in gioco non pericolose ai sensi della normativa (nessun simbolo di Pericolosità) |
| 2 - Moderato | <ul style="list-style-type: none"> Pericolosità ambientale bassa associata a quantità rilevanti (dell'ordine delle ton/anno) o alta associata a basse quantità (Kg/anno); Sostanze in gioco pericolose ai sensi della normativa vigente, (con simboli di pericolosità: Comburente, Nocivo, Irritante, Infiammabile, Corrosivo); rifiuti non pericolosi |
| 3 - Elevato | <ul style="list-style-type: none"> Pericolosità ambientale alta, interazione con ricettori sensibili porta a effetti irreversibili sostanze in gioco molto pericolose (etichettate con Esplosivo, Pericoloso per l'ambiente, Tossico, Molto tossico, Cancerogeno, Mutageno); rifiuti pericolosi. |

L'indice di rischio è dato da: **$R = PR * GI$**

Di seguito sono riportate le tabelle della significatività del rischio

| | | | | |
|-------------|---|---------|---|---|
| PROBABILITÀ | 3 | 3 | 6 | 9 |
| | 2 | 2 | 4 | 6 |
| | 1 | 1 | 2 | 3 |
| | | 1 | 2 | 3 |
| | | GRAVITÀ | | |

- Accettabile - [1;2]
 Medio-basso - [3;4]
 Alto - [6;9]

Le informazioni circa la pericolosità delle sostanze contenute nei serbatoi sono state ricavate dalle Schede di Sicurezza delle stesse.

Le risultanze di questa valutazione sono riportate nell'**Allegato 2** a cui viene associata anche un piano di controlli periodici relativi all'integrità e funzionalità dei serbatoi, dei relativi bacini di contenimento qualora presenti e delle apparecchiature accessorie a servizio dei serbatoi (**Programma dei controlli dei serbatoi**).

Nel **Programma dei controlli dei serbatoi dell'Allegato 2** è riportata, per ogni serbatoio, la valutazione dell'analisi mediante l'albero dei guasti e l'albero degli eventi al fine di definire una frequenza di accadimento degli scenari incidentali. Per il calcolo della frequenza degli eventi iniziatori si è fatto riferimento ai ratei di guasto dei vari componenti, contenitore, accessori e bacino di contenimento, così come rilevati da letteratura specializzata e da Banche Dati nazionali ed internazionali.

6.2 Albero dei guasti, albero degli Eventi e scenari emergenziali ambientali

Di seguito si riporta la sintesi dell'Analisi di rischio effettuata in dettaglio nell'allegato 2, nell'allegato Albero dei guasti e nell'allegato Albero degli eventi.

| t.e. | Descrizione del top event | frequenza di accadimento | Scenari incidentali | frequenza di accadimento | Probabilità |
|------|--|--|--|--------------------------|-------------|
| n.1 | rottura parziale (fessurazione) del serbatoio | $f = 1.0 \cdot 10^{-4}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $1.0 \cdot 10^{-6}$ o/a | 2 |
| n.2 | rottura catastrofica del serbatoio | $f = 6.0 \cdot 10^{-6}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $6.0 \cdot 10^{-8}$ o/a | 1 |
| n.3a | rottura parziale della tubazione a monte/valle del serbatoio | $2'' \leq DN: f = 5.0 \cdot 10^{-5}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $5.0 \cdot 10^{-7}$ o/a | 1 |
| n.3b | rottura parziale della tubazione a monte/valle del serbatoio | $2'' < DN \leq 6'': f = 3.0 \cdot 10^{-5}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $3.0 \cdot 10^{-7}$ o/a | 1 |
| n.4a | rottura catastrofica della tubazione a monte/valle del serbatoio | $2'' \leq DN: f = 5.0 \cdot 10^{-6}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $5.0 \cdot 10^{-8}$ o/a | 1 |
| n.4b | rottura catastrofica della tubazione a monte/valle del serbatoio | $2'' < DN \leq 6'': f = 1.5 \cdot 10^{-8}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $1.5 \cdot 10^{-10}$ o/a | 1 |
| n.5 | rottura catastrofica del serbatoio per implosione | $f = 6.0 \cdot 10^{-6}$ o/a | Infiltrazione nel terreno (danno ambientale) | $6.0 \cdot 10^{-8}$ o/a | 1 |

6.3 Esiti dei controlli sui serbatoi

I serbatoi sono soggetti ad un programma di controlli e verifiche a rotazione, aggiornato e trasmesso all'Autorità di controllo a cadenza annuale (**Allegato 2**).

Tale programma prevede per ciascun serbatoio, almeno un controllo/verifica di integrità dello stesso, almeno ogni 5 anni. Il programma dei controlli, che prevede le tempistiche degli stessi, il numero e il tipo di serbatoi da verificare, è redatto dando priorità a quelli contenenti sostanze ritenute maggiormente critiche per l'ambiente.

Enel, in conformità a quanto previsto dal PMC (capitolo 8. Impianti ed apparecchiature critiche), compila su base annuale una tabella contenente le seguenti informazioni:

Tabella 24 pagina 37 del PMC Controllo sistemi di contenimento

| Struttura di contenimento | Contenitore | | Bacino di contenimento | | Accessori (pompe, valvole, ecc.) | | Documento di riferimento |
|---------------------------|-------------------|-----------|------------------------|-----------|----------------------------------|-----------|--|
| | Tipo di controllo | Frequenza | Tipo di controllo | Frequenza | Tipo di controllo | Frequenza | |
| | | | | | | | Istruzioni operative, procedure, schede, registri... |

7.0 Allegati

Planimetria

Allegato 1 Analisi dei rischi Processi_Aria Acqua

Allegato 2 Analisi dei rischi Serbatoi_Suolo Falda Acqua

Allegato 3 Albero dei guasti

Allegato 4 Albero degli eventi

Allegato 5 Analisi di esperienza operativa