



*Il Ministro dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare – Direzione Generale Valutazioni Ambientali

U.prot DVA_DEC-2011-0000579 del 31/10/2011

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio delle centrali termoelettriche di Portoscuso e del Sulcis - "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A. site nel comune di Portoscuso (CI).

VISTA la legge 8 luglio 1986, n. 349, recante "Istituzione del Ministero dell'ambiente e norme in materia di danno ambientale";

VISTA la legge 26 ottobre 1995, n. 447, recante "Legge quadro sull'inquinamento acustico";

VISTA la direttiva 2008/01/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 15 gennaio 2008, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento;

VISTO il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 14 novembre 1997 recante "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore";

VISTO il decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, convertito in legge 9 aprile 2002, n. 55, con modificazioni, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio del 31 gennaio 2005, di concerto con il Ministro delle attività produttive e con il Ministro della salute, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372";

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1;



VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante "Norme in materia ambientale", ed in particolare l'articolo 49, comma 6;

VISTO il decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, recante "Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell'articolo 29 del decreto-legge 4 luglio 2006, n. 223, convertito, con modificazioni, dalla legge 4 agosto 2006, n. 248" e in particolare l'articolo 10;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 153, del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante "Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie", convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito con modifiche dalla legge 28 febbraio 2008, n. 31;

VISTO il decreto legislativo 16 gennaio 2008, n. 4, recante "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale";

VISTO il decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ed in particolare l'articolo 5, comma 3;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224, del 7 agosto 2008, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di Coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 1 ottobre 2008, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e con il Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

VISTO il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", ed in particolare l'articolo 4, comma 5;



W

VISTO il decreto legislativo 3 dicembre 2010, n. 205, recante "Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive";

VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali n. 2669 del 2 dicembre 1996, relativo al progetto delle nuove sezioni policombustibili della centrale termoelettrica del Sulcis;

VISTA l'istanza presentata in data 28 dicembre 2006 a questo Ministero dalla società Enel Produzione S.p.A (nel seguito indicata come il Gestore) ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio delle centrali termoelettriche di Portoscuso e del Sulcis - "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A. site nel Comune di Portoscuso (CI);

VISTO che il Gestore, con la sopra citata istanza, ha richiesto, ai sensi dell'art. 273, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, per le sezioni 1 e 2 della centrale di Portoscuso, l'esenzione dall'obbligo di osservare i limiti di emissione previsti dalla parte II, sezioni da 1 a 5, lettera A, e sezione 6 dell'Allegato II alla parte quinta dello stesso decreto, impegnandosi a non esercire i citati gruppi per più di 20.000 ore di normale funzionamento a partire dal 1° gennaio 2008 ed a non far funzionare le medesime sezioni oltre il 31 dicembre 2015;

VISTA la nota n. EP/P2007002823 del 18 luglio 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 luglio 2007 al n. DSA/2007/0020790, con la quale il gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA/2007/0029422 del 14 novembre 2007 con la quale Direzione generale per la salvaguardia ambientale ora Direzione generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Corriere della Sera" in data 3 dicembre 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-2008-0000345 del 7 aprile 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, per lo svolgimento delle attività istruttorie per la centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;



VISTA la nota prot. n. 2815 del 20 novembre 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 dicembre 2008, al n. DSA/2008/00036650, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-2009-0001716 del 5 agosto 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, per lo svolgimento delle attività istruttorie per la centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;

VISTA la nota CIPPC-2009-0001717 del 5 agosto 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90, per lo svolgimento delle attività istruttorie per la centrale termoelettrica Sulcis – "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA/2010/0024276 del 12 ottobre 2010, relativa alla centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA/2010/0028883 del 29 novembre 2010, relativa alla centrale termoelettrica Sulcis – Grazia Deledda della società Enel Produzione S.p.A;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. 2530 del 18 novembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 23 novembre 2010, al n. DVA/2010/0028432, relative alla centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;

VISTA la nota DVA-2010-0030501 del 16 dicembre 2010 della Direzione Generale, con cui si concede la proroga richiesta dal Gestore per l'invio delle integrazioni relative alla centrale termoelettrica Sulcis – Grazia Deledda della società Enel Produzione S.p.A;

VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. 170 del 28 gennaio 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 7 febbraio 2011, al n. DVA/2011/0002672, relative alla centrale termoelettrica Sulcis – Grazia Deledda della società Enel Produzione S.p.A;



VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, relativa alla centrale termoelettrica di Portoscuso, trasmessa dal Gestore con nota del 14 febbraio 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 febbraio 2011, al n. DVA-2011-0004070, relativa agli approfondimenti richiesti dal Gruppo istruttore nel corso della riunione del 2 febbraio 2011;

VISTA l'ulteriore documentazione integrativa dell'istanza, relativa alla centrale termoelettrica del Sulcis "Grazia Deledda", trasmessa dal Gestore con nota del 18 marzo 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 25 marzo 2011, al n. DVA-2011-0007238;

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, gli impianti non sono soggetti a provvedimenti adottati ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

VISTO il Certificato di registrazione EMAS n. E55 da cui risulta che dal 12 marzo 2001 l'ENEL Produzione S.P.A. - Centrale Termoelettrica Sulcis - "Grazia Deledda" ubicata nel comune di Portoscuso, è dotata di un sistema di gestione ambientale registrato ai sensi del Regolamento CE n. 761/2001, con validità fino al 6 maggio 2013;

VISTO il Certificato n. 14379, rilasciato all'ENEL Produzione S.P.A. - Centrale Termoelettrica Sulcis - "Grazia Deledda" ubicata nel comune di Portoscuso, per la prima volta in data 12 marzo 2001, che attesta la conformità alla norma ISO 14001:2004, con validità fino al 30 marzo 2012;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la competente Direzione Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili su *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

RILEVATO che non sono pervenute, ai sensi dell'articolo 5, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, e degli articoli 9 e 10 della legge 7 agosto 1990, n. 241, osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

VISTA la nota CIPPC-00-2011-0000496 del 24 marzo 2011, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A sita nel Comune di Portoscuso, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota CIPPC-00-2011-0000743 del 29 aprile 2011, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere



istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica del Sulcis - "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A sita nel Comune di Portoscuso, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota del 10 maggio 2011, prot. n. 922, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 10 maggio 2011, al n. DVA/2011/0011113, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2011-0000496 del 24 marzo 2011, relativo alla centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;

VISTO il verbale conclusivo della seduta dell'11 maggio 2011 della Conferenza dei Servizi convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA/2011/0011417 del 12 maggio 2011, relativa alla centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A;

PRESO ATTO che nella suddetta riunione la Regione Sardegna ha proposto l'unificazione dei due procedimenti per il rilascio dell'A.I.A. alle centrali termoelettriche di Portoscuso e del Sulcis - "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A;

VISTA la nota CIPPC-00-2011-0000887 del 19 maggio 2011, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A sita nel Comune di Portoscuso, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi dell'11 maggio 2011;

VISTA la nota DVA-2011-0013655 del 7 giugno 2011 della Direzione Generale, con la quale, come richiesto dalla Regione Sardegna, è stata convocata per il 22 giugno 2011 una riunione della Conferenza dei servizi per il rilascio di un'unica autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio di entrambi le centrali termoelettriche di Portoscuso e Sulcis - "Grazia Deledda" della società Enel Produzione S.p.A.;

VISTA la nota del 20 giugno 2011, prot. n. 1193, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 22 giugno 2011, al n. DVA/2011/0015053, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2011-0000887 del 19 maggio 2011, relativo alla centrale termoelettrica di Portoscuso della società Enel Produzione S.p.A, e sul parere istruttorio prot. CIPPC-00-2011-0000743 del 29 aprile 2011, relativo alla centrale del Sulcis "Grazia Deledda", della medesima Società;



VISTO il verbale conclusivo della seduta del 22 giugno 2011 della Conferenza dei servizi convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA/2011/0015441 del 27 giugno 2011;

VISTE la note CIPPC-00-2011-0001204 del 4 luglio 2011 e CIPPC-00-2011-0001225 del 5 luglio 2011 con le quali il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso i pareri istruttori definitivi, comprensivi del previsto piano di monitoraggio e controllo, per le centrali termoelettriche di Portoscuso e Sulcis – “Grazia Deledda”, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 22 giugno 2011;

CONSIDERATO che i citati pareri istruttori fanno riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art.17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di “Large Combustion Plant” (Luglio 2006), “Energy efficiency techniques” (Luglio 2007), “General principles of monitoring” (Luglio 2003), “Industrial cooling systems” (Dicembre 2001);

RILEVATO che il Sindaco del Comune di Portoscuso (CI) non ha formulato per gli impianti specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

VISTI i compiti assegnati all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale dall'articolo 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei servizi, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale ha reso il previsto parere in ordine al piano di monitoraggio e controllo;

FATTO SALVO il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale, nonché gli obblighi ricollegabili alla ubicazione dell'impianto all'interno di aree perimetrate del SIN del “Sulcis Iglesiente Guspinese”, nonché di quelli connessi ai provvedimenti emessi nell'ambito del procedimento di bonifica e risanamento ambientale attivato per il sito in questione;

VISTA la nota prot. n. DVA-4RI-00-2011-351 del 6 ottobre 2011, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n.241 e s.m.i., ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;



DECRETA

la società Enel Produzione S.p.A., identificata dal codice fiscale 05617841001 con sede legale in Viale Regina Margherita, 125 - 00198 Roma (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio delle centrali termoelettriche di Portoscuso e del Sulcis - "Grazia Deledda" ubicate nel Comune di Portoscuso, alle condizioni di cui agli allegati pareri istruttori definitivi comprensivi del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicati come **pareri istruttori**), resi il 4 luglio 2011 e il 5 luglio 2011 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2011-0001204 e CIPPC-00-2011-0001225, relativi alla istanza in tal senso presentata il 28 dicembre 2006 ed integrata il 18 novembre 2010, il 28 gennaio 2011, 14 febbraio 2011 e il 18 marzo 2011 (nel seguito indicata come istanza).

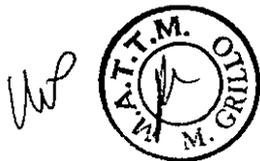
I suddetti pareri istruttori costituiscono parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio delle centrali termoelettriche dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio degli impianti avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti negli allegati pareri istruttori, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Si prescrive al gestore di presentare all'Autorità Competente e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, entro 6 mesi a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5, un piano di dismissione, smantellamento e ripristino ambientale, di cui al Capitolo 16, "Piani, programmi e progetti da presentare all'Autorità competente", pag. 49 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica di Portoscuso.
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e all'Istituto superiore per la ricerca ambientale, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono provocare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e, in ogni caso, ogni 4 anni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico di cui al Capitolo 16,



“Piani, programmi e progetti da presentare all’Autorità competente”, pag. 49 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica di Portoscuso.

5. Si prescrive al gestore di presentare all’Autorità Competente e all’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, entro un anno a partire dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 7, comma 5, uno studio di fattibilità per la minimizzazione della diffusione delle polveri dal parco carbone, di cui al Capitolo 16, “Piani, programmi e progetti da presentare all’Autorità competente”, pag. 85 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica Sulcis – “Grazia Deledda”.
6. Si prescrive al gestore di presentare all’Autorità Competente e all’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, entro un anno a partire dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 7, comma 5, la documentazione tecnica relativa alla tipologia e posizionamento dei deposimetri da installare, di cui al Capitolo 16, “Piani, programmi e progetti da presentare all’Autorità competente”, pag. 85 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica Sulcis – “Grazia Deledda”.
7. Si prescrive al gestore di presentare all’Autorità Competente e all’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, entro un anno a partire dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 7, comma 5, uno studio di fattibilità per la sezione SU2 e per la sezione SU3, atto a garantire, con riferimento alla capacità produttiva, un valore limite del flusso di massa di SO₂ ed un valore limite del flusso di massa del CO, su base annuale, non superiore a quello conseguibile assumendo come base di calcolo rispettivamente un valore di concentrazione pari a 200 mg/Nm³ di SO₂ ed un valore di concentrazione pari a 100 mg/Nm³ di CO, di cui al Capitolo 16, “Piani, programmi e progetti da presentare all’Autorità competente”, pag. 85 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica Sulcis – “Grazia Deledda”.
8. Si prescrive al gestore di presentare all’Autorità Competente e all’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, entro sei mesi a partire dalla data di pubblicazione dell’avviso di cui all’art. 7, comma 5, il censimento di tutte le eventuali parti di impianto non più funzionali all’esercizio dell’impianto e relativo piano di dismissione e ripristino ambientale, di cui al Capitolo 16, “Piani, programmi e progetti da presentare all’Autorità competente”, pag. 85 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica Sulcis – “Grazia Deledda”.
9. Si prescrive al gestore di presentare all’Autorità Competente e all’Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, in caso di un eventuale dismissione totale o parziale dell’impianto, un anno prima della scadenza



dell'AIA, un piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale, di cui al Capitolo 16, "Piani, programmi e progetti da presentare all'Autorità competente", pag. 85 del parere istruttorio relativo alla centrale termoelettrica Sulcis – "Grazia Deledda".

10. All'atto della presentazione della documentazione di cui ai commi precedenti, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2

ALTRE PRESCRIZIONI

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a trasmettere tempestivamente al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare comunicazione dell'avvenuto rinnovo del certificato ISO 14001:2004 e del certificato di registrazione EMAS e a comunicare qualsiasi successiva variazione intervenga nell'ambito delle medesime certificazioni.

Art. 3

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.



Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.

2. L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione degli allegati piani di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prevede, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nei piani di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1, 2 e 3 l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa agli impianti, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, ne informi tempestivamente l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale il quale, effettuati i dovuti controlli con oneri a carico del Gestore, ne riferirà all'Autorità Competente, proponendo eventuali azioni da intraprendere.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale e alla ASL territorialmente competente.



Art. 4

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di 8 anni decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, in quanto la centrale Sulcis "Grazia Deledda" risulta in possesso del Certificato di registrazione EMAS n. E55 che attesta la conformità al Regolamento CE n. 761/2001. Le sezioni 1 e 2 della centrale di Portoscuso, visto l'accoglimento della richiesta del Gestore di applicazione dell'art. 273, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, non potranno restare in esercizio oltre il 31 dicembre 2015;
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza;
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 5

TARIFFE

1. Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto interministeriale 24 aprile 2008.

Art. 6

AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio degli impianti,



le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.

2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 7

DISPOSIZIONI FINALI

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio degli impianti.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione degli impianti.
4. Il presente provvedimento è trasmesso in copia alla società ENEL PRODUZIONE S.p.A., nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Sardegna, alla Provincia di Carbonia-Iglesias, al Comune di Portoscuso e all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per le valutazioni ambientali di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero.
Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta ufficiale.
6. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente



autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5.

Stefania Prestigiacomo



UP

du.



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali

E.prot DVA - 2011 - 0017749 del 19/07/2011

CIPPC-00-2011-0001225
del 05/07/2011

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazione Ambientale
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N.

Prof. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione Parere istruttorio conclusivo della domanda AIA
presentata da ENEL Produzione SpA - Impianto termoelettrico di
Sulcis "Grazia Deledda" - Portoscuso (CI)

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero
dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere
Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le
osservazioni condivise nella Conferenza di Servizi del 22 giugno 2011; detto parere non
comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali

All. c.s.



A11.1225/2011



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

PARERE ISTRUTTORIO

CENTRALE TERMoeLETTRICA ENEL SULCIS (Grazia Deledda)

GESTORE

ENEL PRODUZIONE SPA

LOCALITÀ

PORTOSCUSO (CI)

GRUPPO ISTRUTTORE

**Giovanni Anselmo - Referente
Stefano Castiglione
Elena Tamburini
Marco Antonio Di Giovanni
Franca Leuzzi (Regione Sardegna)
Salvatore Cherchi (Provincia Carbonia-Iglesias)
Gianfranco Mulas (Comune Portoscuso)**

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized 'G' or similar character.



Sommario

1.	DEFINIZIONI	4
2.	INTRODUZIONE	6
2.1.	Atti presupposti.....	6
2.2.	Atti normativi.....	6
2.3.	Atti e attività istruttorie.....	7
3.	IDENTIFICAZIONE IMPIANTO	9
4.	ASSETTO IMPIANTISTICO	9
4.1.	Generalità.....	9
4.2.	Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico.....	10
4.3.	Approvvigionamento e consumi.....	20
4.3.1.	Combustibili	20
4.3.2.	Materie prime ausiliarie.....	23
4.3.3.	Risorse idriche	24
4.4.	Emissioni	25
4.4.1.	Emissioni in atmosfera	25
4.4.2.	Emissioni in corpo idrico.....	28
4.4.3.	Produzione di rifiuti.....	30
4.4.4.	Inquinamento acustico	35
4.4.5.	Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee	36
4.4.6.	Sorgenti di odori	36
4.4.7.	Altre forme di contaminazione	36
5.	IMPIANTO OGGETTO DELL'ISTANZA DI AIA.....	36
6.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	37
6.1.	Introduzione.....	37
6.2.	Aria	38
6.3.	Acque.....	40
6.4.	Suolo e sottosuolo.....	41
6.5.	Rumore	42
6.6.	Siti di interesse comunitario	42
6.7.	Siti di interesse nazionale	42
7.	VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC	42
7.1.	Sistemi di gestione ambientale	42
7.2.	Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime.....	42
7.3.	Pretrattamento del combustibile	47
7.4.	Combustione.....	48
7.5.	Efficienze.....	48
7.6.	Aria	49
7.7.	Emissioni in acqua.....	63
7.8.	Produzione di rifiuti.....	67
8.	CONSIDERAZIONI FINALI	68
9.	PRESCRIZIONI	68
9.1.	Capacità produttiva.....	68



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

9.2.	Approvvigionamento di combustibili e materie prime.....	69
9.3.	Emissioni in atmosfera	69
9.3.1.	Emissioni convogliate.....	69
9.3.2.	Emissioni non convogliate.....	74
9.4.	Emissioni in corpo idrico.....	74
9.5.	Rifiuti.....	75
9.6.	Rumore	79
9.7.	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee.....	80
9.8.	Odori.....	81
9.9.	Altre forme di inquinamento	81
9.10.	Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali	81
9.11.	Prescrizioni tecnico gestionali	82
9.12.	Dismissione e ripristino dei luoghi	82
10.	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	82
11.	BENEFICI AMBIENTALI	83
12.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	83
13.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	83
14.	DURATA, RINNOVO E RIESAME	83
15.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	84
16.	PIANI, PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALL'A.C.....	85



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente della Regione Sardegna.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	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 del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'Autorizzazione Integrata Ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n. 90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a CTE ENEL di Sulcis "Grazia Deledda" (Carbonia – Iglesias), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, energia (calore, radiazioni, ecc.) o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Migliori tecniche disponibili (MTD)

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.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

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 4, comma 1, 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 integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://www.dsa.minambiente.it/aia>, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)

La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.



2. INTRODUZIONE

2.1. Atti presupposti

- Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/2007 che istituisce la Commissione Istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 00 2009 0001717 del 05/08/2009, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della CTE ENEL Produzione S.p.A. sita in Portoscuso (Carbonia - Iglesias), al Gruppo Istruttore così costituito:
- Giovanni Anselmo - Referente GI
 - Stefano Castiglione
 - Marco Antonio Di Giovanni;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2010_0001908 del 28/09/2010, che integra il Gruppo Istruttore con l'avv.:
- Elena Tamburini;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Franca Leuzzi (Regione Sardegna)
 - Salvatore Cherchi (Provincia Carbonia - Iglesias)
 - Gianfranco Mulas (Comune di Portoscuso);
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Roberto Daffinà
 - Gianluca Pirani
 - Giancarlo Marini
 - Roberto Spampinato;
- visti l'iniziale istanza A.I.A. di ENEL, prot. 3213 del 28/12/2006, acquisita agli atti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare con protocollo DSA-2007-000095 del 04/01/2007, e la successiva integrazione.

2.2. Atti normativi

- Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento";



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'Autorità Competente rilasci l'Autorizzazione Integrata Ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'Autorità Competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".

2.3. Atti e attività istruttorie

- Vista l'iniziale istanza A.I.A. di ENEL, prot. 3213 del 28/12/2006, acquisita agli atti del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del Mare con protocollo DSA-2007-000095 del 04/01/2007;
- viste le integrazioni trasmesse con nota Enel prot. 170 del 28/01/2011, acquisita agli atti della



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- segreteria della Commissione IPPC con prot. CIPPC-00_2011-0000160 del 01/02/2011;
- vista la nota del Gestore, prot. 531 del 18/03/2011 attinente la modifica capacità del deposito preliminare;
- visti i verbali di riunione del Gruppo Istruttore con Supporto ISPRA e Gestore del 29/09/2010 (CIPPC-00_2010-0001919 e CIPPC-00_2010-0001920 del 30/09/2010;
- visti i verbali di riunione del Gruppo Istruttore con Supporto ISPRA e Gestore del 13/04/2011 (CIPPC-00_2011-0000642 e CIPPC-00_2011-0000643 del 14/04/2011;
- considerate le risultanze della Conferenza di Servizi del giorno 22/06/2011 ed i resoconti contenuti nel verbale della stessa prot. DVA – 2011 – 0015441 del 27/06/2011, recepito con prot. CIPPC-00_2011-0001200 del 01/07/2011;
- visto il D.P.R. 28 gennaio 1994 "*Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente*";
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA (ex-APAT) nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Scheda sintetica del 19/11/2010, acquisita agli atti con prot. CIPPC-00_2010-0002332 del 23/11/2010
 - Piano di Monitoraggio e controllo rev. 2 del 05/07/2011, acquisita agli atti con prot. CIPPC-00_2011-0001224 del 05/07/2011;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005),
 - elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005),
 - grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006,
 - il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3-2009 – S.O. n.29) "1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW";
- esaminati i documenti comunitari adottati dall'Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

(LCP) - Luglio 2006,

- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007,
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003,
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;

3. IDENTIFICAZIONE IMPIANTO

Denominazione impianto	Impianto termoelettrico Sulcis "Grazia Deledda"
Indirizzo dello stabilimento	Località Portovesme snc - 09010 Portoscuso
Ragione sociale	ENEL PRODUZIONE S.p.A.
Sede legale	Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma
Rappresentate Legale	Giovanni MANCINI - Viale Regina Margherita 125 - 00198 Roma
Sede operativa	Località Portovesme snc - 09010 Portoscuso
Recapiti telefonici	078/1071211 (Referente IPPC)
Tipo impianto	Impianto termoelettrico per produzione di energia elettrica
Numero addetti	188
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.1 - Produzione di energia elettrica
Classificazione NACE	35.11 - Produzione di energia elettrica
Classificazione NOSE-P	101.01 - Processi di combustione > 300 MW _t
Gestore Impianto	Michele SICILIANO michele.siciliano@enel.com
Referente IPPC	Michele SICILIANO michele.siciliano@enel.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO (impianto non soggetto al Decreto Legislativo 334/1999)
Sistemi di Gestione Ambientale	Certificazione ISO 14001, n. 14379/06/S con scadenza il 30/03/2012. Registrazione EMAS, attestato n. E55 con scadenza il 06/05/2013.
Effetti transfrontalieri	NO
Tipologia di procedura	Impianto Esistente
Dettaglio	Prima autorizzazione A.I.A.

4. ASSETTO IMPIANTISTICO

4.1. Generalità

La Centrale termoelettrica Sulcis "Grazia Deledda" (CTE), ubicata nell'area industriale di Portovesme, località del Comune di Portoscuso (provincia di Carbonia-Iglesias), è complessivamente costituita da due gruppi di produzione termoelettrici indipendenti denominati rispettivamente SU2 (sezione termoelettrica a letto fluido circolante, da 350 MW_e) e SU3 (sezione termoelettrica convenzionale, da 240 MW_e).

La nuova sezione SU2, previa acquisizione della disposizione dirigenziale di esclusione di VIA 5823/VIA/A.0.13.B del 10 maggio 2000, è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio con decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP) n. 55/04/2004, ed è entrata in esercizio il 04/07/2005 (primo parallelo).



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

La sezione SU3, autorizzata alla costruzione e all'esercizio con decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA) del 06/10/1982 ed entrata in esercizio nel 1986, ha subito diversi step di ambientalizzazione in ottemperanza alle prescrizioni contenute nel decreto del MICA di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio (relativamente agli impianti per il risanamento ambientale delle sezioni di produzione) n. 661353 del 23/07/1990. Ai sensi di questo ultimo decreto, la sezione SU3 è stata dotata di un sistema DeSOx nel 2000 e di un DeNOx nel 2002.

Nella zona industriale di Portovesme sorgono anche altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni operanti prevalentemente nei comparti minerario, energetico e metallurgico. Nei pressi della Centrale Sulcis "Grazia Deledda" operano infatti anche la Centrale termoelettrica ENEL Portoscuso (facente parte integrante della UB Sulcis), EURALLUMINA (produzione ossido di alluminio da bauxite), ALCOA (produzione alluminio primario da ossido di alluminio), ILA (produzione laminati in alluminio) e PORTOVESME s.r.l (produzione zinco, piombo, cadmio). L'area è raggiungibile attraverso rete viaria che la collega ai maggiori centri del Sulcis-Iglesiente.

Con Delibera del Consiglio dei Ministri del 30 novembre 1990, l'area comprendente i comuni di Portoscuso, Gonnessa, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S.Antioco, è stata dichiarata "*ad elevato rischio di crisi ambientale*" e con D.P.C.M. del 23/04/1993 è stato approvato il relativo "*Piano di disinquinamento*". Con D.P.R. del 28 gennaio 1994 è stata decretata l'*Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente*.

A seguito del trasferimento dallo Stato alle Regioni delle competenze in materia di disciplina delle aree ad elevato rischio di crisi ambientale, con legge regionale n.7 del 22/04/2002, per il territorio del Sulcis-Iglesiente, è stata reiterata la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale. L'analisi dei dati ambientali raccolti nel corso del 2004; nell'ambito del periodico aggiornamento del piano di disinquinamento (al fine di valutare l'efficacia degli interventi eseguiti e/o lo stato di attuazione degli interventi e lo stato di qualità ambientale), ha evidenziato:

- notevole riduzione, rispetto al passato, dei flussi di massa degli ossidi di zolfo emessi in atmosfera. Con riferimento alla normativa vigente in materia di qualità dell'aria, i valori medi annui degli inquinanti rilevati rientrano con buon margine entro i limiti previsti, a dimostrazione dell'efficacia degli interventi a quella data attuati; per contro sono stati riscontrati superamenti dei valori sulle medie orarie per gli ossidi di zolfo e polveri;
- per quanto attiene il comparto acque, solo in parte è stato raggiunto l'obiettivo del ripristino delle situazioni di degrado. In particolare è risultata critica la situazione di contaminazione da metalli, seppure in misura minore rispetto al 2000, per l'acquifero sottostante. Inoltre è risultato marcato l'avanzamento del cuneo salino nell'area in esame;
- relativamente alla matrice suolo, nelle aree più vicine al polo industriale, è stata osservata una situazione critica legata alle ricadute degli inquinanti provenienti dalle emissioni dei camini. Seppure in miglioramento rispetto al passato, sono inoltre state osservate violazioni dei limiti previsti dalla normativa nei confronti dei suoli per alcuni metalli (piombo, cadmio e zinco).

4.2. Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico

La sezione 2 termoelettrica di produzione SU2 (Fase 1), basata su un ciclo termodinamico a vapore con surriscaldamento, risurriscaldamento e rigenerazione, si compone sostanzialmente di una



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

caldaia a vapore, una turbina a vapore (TV), un sistema di condensazione ad acqua di mare in ciclo aperto, un generatore elettrico in asse alla TV ed un trasformatore.

La combustione viene effettuata in una camera di combustione a letto fluido circolante (CFB Technology) costituito da carbone, calcare e ceneri, la cui fluidizzazione è ottenuta mediante introduzione a stadi dell'aria comburente. Nella camera di combustione della caldaia si effettua la co-combustione del carbone estero e nazionale con le biomasse; il gasolio viene utilizzato per l'avviamento. Il sistema è in grado di sviluppare una potenza termica di 800 MW_t.

Alla caldaia è associata una turbina a vapore a tre corpi separati (alta, media e bassa pressione) e relativo generatore elettrico con trasformatore elevatore di macchina che provvede all'immissione dell'energia elettrica prodotta nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione.

La condensazione del vapore esausto in uscita dalla sezione a bassa pressione della turbina, che consente la rialimentazione dell'acqua di alimento in ciclo chiuso nei tubi costituenti le pareti della caldaia a vapore, viene effettuato mediante acqua di mare in ciclo aperto.

La potenza elettrica generata ammonta a 350 MW_e e il rendimento dichiarato \approx 40%. Il minimo tecnico è pari a 180 MW_e.

La Sezione 2 non dispone di impianti dedicati per l'abbattimento di SO₂ ed NO_x; per la riduzione di tali inquinanti i reagenti (calcare per il biossido di zolfo ed ammoniaca gli ossidi di azoto) vengono introdotti rispettivamente in fornace e nella zona della caldaia denominata retropasso. Un filtro a manica posto in uscita dalla caldaia provvede a depurare la miscela di gas combusto dalle ceneri fini.

La seguente tabella mostra le ore di normale funzionamento nel triennio 2007-2008-2009 e nei primi otto mesi del 2010:

Anno	2007	2008	2009	al 31/08/2010
Ore di funzionamento [ore/anno]	6.678	6.853	7.161	5.221

La sezione 3 termoelettrica di produzione SU3 (Fase 2), basata anch'essa su un ciclo termodinamico a vapore con surriscaldamento, risurriscaldamento e rigenerazione, si compone di una caldaia a vapore, una turbina a vapore (TV), un sistema di condensazione ad acqua di mare in ciclo aperto, un generatore elettrico in asse alla TV ed un trasformatore.

Analogamente alla sezione 2, nella camera di combustione della caldaia della sezione 3 si effettua la co-combustione del carbone estero e nazionale con le biomasse. Nelle condizioni di normale funzionamento, relativamente alla sezione 3 (SU3), per integrare l'input energetico del mix di carbone che viene meno per indisponibilità dei mulini, viene utilizzato anche OCD. Il gasolio viene utilizzato per l'avviamento. Il sistema è in grado di sviluppare una potenza termica di 670 MW_t.

Anche in tal caso, alla caldaia è associata una turbina a vapore a tre corpi separati (alta, media e bassa pressione) e relativo generatore elettrico con trasformatore elevatore di macchina che provvede all'immissione dell'energia elettrica prodotta nella rete nazionale di trasporto ad alta tensione.

Analogamente al SU2, la condensazione del vapore esausto in uscita dalla sezione a bassa pressione della turbina, che consente la rialimentazione dell'acqua di alimento in ciclo chiuso nei tubi costituenti le pareti della caldaia a vapore, viene effettuato mediante acqua di mare in ciclo aperto.

La potenza elettrica generata ammonta a 240 MW_e e il rendimento dichiarato \approx 31%. Il minimo tecnico è pari a 80 MW_e.

I fumi prodotti dalla combustione, contenenti ossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO₂) e polveri, prima di essere immessi in atmosfera attraverso una ciminiera alta circa



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

250 m, subiscono un processo di trattamento negli impianti DeSOx, DeNOx e nei precipitatori elettrostatici.

La seguente tabella mostra le ore di normale funzionamento nel triennio 2007-2008-2009 e nei primi otto mesi del 2010:

Anno	2007	2008	2009	al 31/08/2010
Ore di funzionamento [ore/anno]	8.455	7.529	7.587	3.138

All'attività di produzione di energia elettrica sono associate le seguenti attività tecnicamente connesse:

- AC 1-2-3-4 (gruppi elettrogeni di emergenza): sono presenti quattro gruppi elettrogeni utilizzati, in caso di totale mancanza di energia elettrica sia dall'interno che dall'esterno, per assicurare la continuità di esercizio di determinate apparecchiature o sistemi di protezione dell'impianto termoelettrico; questi risultano indispensabili per garantire la sicurezza del personale presente e del macchinario stesso. Il loro funzionamento pertanto è di tipo sporadico e normalmente vengono avviati settimanalmente, senza erogazione di energia elettrica, per verificarne lo stato di esercizio. I gruppi elettrogeni utilizzano esclusivamente gasolio ed hanno le seguenti caratteristiche:
 - gruppo elettrogeno sezione 2: potenza 1,2 MW elettrici
 - gruppo elettrogeno sezione 2: potenza 1,2 MW elettrici
 - gruppo elettrogeno sezione 3: potenza 0,425 MW elettrici
 - gruppo elettrogeno sezione 3: potenza 0,7 MW elettrici
- AC 5 (Impianto antincendio): la CTE dispone di due motopompe diesel antincendio da 0,3 MW_e ciascuna (una di riserva) che alimenta tutta la rete antincendio. Queste, alimentate a gasolio, vengono avviate per le prove di avviamento settimanali.
- AC 6 (Impianto di Trattamento Acque Reflue - ITAR): l'impianto tratta i seguenti reflui:
 - acque ammoniacali provenienti dal DeNOx
 - acque acide e alcaline provenienti dalla rigenerazione delle resine dell'impianto di demineralizzazione (impianto DEMI)
 - acque di lavaggio lato fumi derivanti dalla caldaia
 - acque antincendio
 - acque controlavaggio filtri
 - acque derivanti dalla vasca ceneri
 - acque piovane provenienti dal parco carbone
 - acque reflue provenienti dalla CTE ENEL Portoscuso

L'ITAR è dimensionato per trattare una portata di 300 m³/h ed è costituito dalle seguenti sezioni:

Linea acque:

- accumulo e sollevamento (due serbatoi da 2.000 m³ ciascuno)
- neutralizzazione primaria
- flocculazione
- chiarificazione
- neutralizzazione finale



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- accumulo e controllo di temperatura, pH, torbidità e oli
- filtrazione su filtri a carboni attivi

Linea fanghi:

- ispessimento fanghi
- disidratazione fanghi su filtro pressa

Le acque depurate possono essere recuperate o scaricate a mare. Quelle destinate al recupero vengono utilizzate internamente per usi industriali. La portata massima di recupero è pari a quella massima di esercizio di 300 m³/h. La portata media dello scarico è pari a circa 40 m³/h, quella massima pari a circa 300 m³/h.

Le acque reflue acide o alcaline, accumulate in due serbatoi da 2.000 m³, pervengono per gravità alla vasca di alcalinizzazione dove, con l'aggiunta di calce in due fasi successive, viene raggiunto il pH ottimale (9,5-10,5), passano poi all'adiacente vasca di flocculazione, nella quale viene dosato cloruro ferrico e polielettrolita per favorire la precipitazione e la separazione fisica delle sostanze sospese, nel successivo chiarificatore.

Le acque chiarificate, giungono nella vasca di neutralizzazione finale dove, mediante dosaggio di acido cloridrico, viene corretto il pH entro i limiti di scarico (6,5÷8,5) prima di passare alla vasca finale dove vengono miscelate con altri effluenti e nella quale sono misurati in continuo, mediante un'apposita centralina di analisi i parametri chimico-fisici (pH, torbidità, temperatura oli) prima dello scarico a mare. Le acque, prima dello scarico a mare, sono fatte passare su filtri a carbone attivo per trattenere le sostanze oleose. Qualora le caratteristiche dell'effluente non fossero accettabili, è possibile attuare il ricircolo per un ulteriore trattamento. I fanghi ottenuti dal processo di chiarificazione vengono filtrati e pressati per eliminare l'acqua in eccesso.

Il Gestore dichiara che le acque in uscita dall'ITAR hanno le seguenti caratteristiche:

- pH: 6,5÷8,5
 - sostanze totali in sospensione: 20 mg/l
 - ferro: 1 mg/l
 - oli e grassi: 2 mg/l
- AC 7 (Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione carbone): il carbone utilizzato per l'attività dell'impianto è di due diverse tipologie: carbone di provenienza estera e carbone nazionale.

L'approvvigionamento del carbone nazionale avviene tramite automezzi. Il trasporto è a cura del fornitore. Gli automezzi utilizzati sono dotati di sistemi di trattenuta delle polveri quali portelloni o teloni copri carico.

L'approvvigionamento del carbone estero è generalmente assicurato via mare tramite chiatte/navi autoscaricanti che attraccano alla Banchina Enel Riva Est.

Talvolta, in caso di necessità, l'approvvigionamento avviene tramite attracco di chiatte/navi al lato Ovest del Pontile Enel. Inoltre, in caso di navi di grossa stazza, per forniture di carbone notevoli, viene utilizzata la banchina commerciale.

Lo scarico delle chiatte/navi autoscaricanti dalla Banchina Enel Riva Est avviene tramite apposito braccio meccanico. Le chiatte autoscaricanti consentono di evitare ricadute di



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

carbone nelle acque dello specchio d'acqua antistante la Banchina nella fase di scarico. Il carbone viene scaricato all'interno di un'apposita tramoggia e attraverso nastro trasportatore viene inviato al parco carbone.

Lo scarico delle chiatte/navi dal Pontile Enel avviene tramite gru scorrevole per tutta la lunghezza del pontile. Il carbone, attraverso un sistema di appositi nastri trasportatori, viene poi inviato al parco carbone.

Per lo scarico del carbone estero nella Banchina Commerciale vengono utilizzate gru a benna e pale meccaniche di proprietà dell'impresa portuale, personale dell'impresa portuale e/o della società di servizi, tramogge mobili di proprietà Enel date in comodato d'uso all'impresa portuale. Per limitare le dispersioni di polveri, durante le operazioni di scarico, il carbone viene scaricato dalla gru nelle tramogge e successivamente sui camion fino al parco carbone. Nelle fasi di scarico delle carboniere gli operatori si attengono alle disposizioni impartite nel documento di sicurezza inerente le operazioni portuali al fine di ridurre i rischi connessi alle operazioni di scarico.

Le suddette operazioni di scarico e carico di rinfuse solide effettuate sui terminali nazionali dalle navi portarinfuse sono state oggetto di specifica certificazione ISO 9001.

Il carbone estero e nazionale viene stoccato in un parco carbone della superficie di circa 40.000 m² e della capacità di circa 170.000 tonnellate, di cui 153.000 scoperte. La parziale copertura antimeteorica del carbonile (17.000 t) è scaturita dalla necessità di proteggere il carbone dalle precipitazioni atmosferiche scongiurando problemi di funzionamento al sistema di alimentazione della caldaia della sezione SU2 (le 17.000 t al coperto sono in grado di soddisfare il fabbisogno della sezione SU2 per circa otto giorni di funzionamento).

Il parco è dotato di una rete di contenimento e bagnatura polveri per limitarne la diffusione. L'area è caratterizzata da una pendenza che consente la raccolta delle acque meteoriche verso un collettore recapitante in una vasca di accumulo e decantazione da circa 20 m³; le acque meteoriche accumulate vengono totalmente riutilizzate per irrorare le aree del carbonile o, in alternativa, inviate all'ITAR.

Il combustibile viene predisposto su cumuli separati per qualità, opportunamente compattati ad una altezza massima di 8 metri per evitare lo spandimento di polveri fuori dal parco carbone nel rispetto di una comunicazione del Sindaco di Portoscuso avvenuta in data 27/08/90.

Il carbone dal parco viene inviato tramite tramogge e nastri ai silos di esercizio e quindi in caldaia.

- AC 8 (Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione combustibili liquidi): i combustibili liquidi utilizzati nelle due Sezioni della Centrale Sulcis sono l'olio combustibile denso (OCD) e il gasolio.

L'approvvigionamento dell'olio combustibile denso (OCD) è assicurato via mare tramite navi cisterna che attraccano al Pontile Enel. Dal Pontile tramite un oleodotto, l'OCD viene convogliato nel parco olio combustibile e da qui direttamente aspirato dalle pompe ed inviato ai bruciatori di caldaia. Il collegamento fra il manifold di bordo e l'oleodotto avviene tramite una serie di tubi flessibili in gomma da 10 pollici. Detti tubi sono soggetti ad un collaudo annuale volto a verificare la tenuta alla pressione. Questo collaudo viene effettuato



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

dall'Unità Movimentazione Combustibili e l'esito deve essere comunicato all'Ufficio Circondariale Marittimo di Portoscuso.

Il parco olio combustibile è costituito da:

- n° 3 serbatoi di stoccaggio olio combustibile da circa 25.000 m³ ciascuno
- n° 2 serbatoi di servizio olio combustibile da circa 7.500 m³ ciascuno

collocati all'interno di bacini di contenimento impermeabilizzati di capacità complessiva pari a 37.350 m³.

Per il trasferimento di OCD dai serbatoi di stoccaggio ai serbatoi di servizio vengono utilizzate n° 3 pompe.

Il gasolio utilizzato nella Centrale Sulcis viene approvvigionato tramite autobotti e può essere di due tipi:

- gasolio agevolato per la produzione di energia elettrica
- gasolio non agevolato utilizzato dagli automezzi d'impianto, dalle pompe antincendio e dai diesel di emergenza.

Il parco di stoccaggio gasolio agevolato per la produzione di energia è costituito da due serbatoi cilindrici a tetto fisso: uno da 1.000 m³ (TK1) in esercizio, uno da 400 m³ (TK2) di riserva, una stazione di scarico autobotti ed una condotta per l'alimentazione del gruppo. I suddetti serbatoi sono collocati all'interno di bacini di contenimento impermeabilizzati di capacità prossima al volume effettivo di stoccaggio. La movimentazione interna del gasolio avviene tramite linee di collegamento al gruppo di produzione. L'impianto di stoccaggio e distribuzione del gasolio agevolato è sottoposto a verifica dall'AdD (relativa al deposito oli minerali) che provvede a suggellare tutte le linee, i serbatoi e ad effettuare i controlli periodici per verificare se i consumi dichiarati sono quelli indicati dalla stazione dei contatori fiscali.

Il gasolio non agevolato viene approvvigionato in serbatoi minori con autocisterna di una ditta esterna che provvede, all'occorrenza, a consegnare il quantitativo di gasolio necessario ai vari mezzi dell'impianto. Al momento della consegna i mezzi da rifornire vengono riuniti nel piazzale del carbonile dove viene eseguito il travaso dall'autocisterna ai vari mezzi.

- AC 9 (Impianto di trattamento spurghi DeSOx "TSD"): l'impianto tratta le acque provenienti dall'impianto DeSOx e, in particolare:
 - apporti continui:
 - circuiti prelavaggio fumi e assorbimento SO₂
 - sistemi di filtrazione acqua di mare e osmosi inversa
 - acque derivanti dai controlavaggi del pretrattamento e dai lavaggi chimici delle membrane dell'impianto ad osmosi inversa per la produzione di acqua dolce, necessaria per il funzionamento dell'impianto DeSOx
 - apporti discontinui:
 - acque da lavaggio GGH (Gas Gas Heater: scambiatore gas-gas)
 - drenaggi vari e ricircoli
 - vasca raccolta corsie e automezzi delle zone calcare, gesso, cenere e caricamento fanghi.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

L'impianto è costituito da serbatoi di accumulo ed omogeneizzazione, stazioni di sollevamento, vasche, chiarificatori, ispessitori, sistemi di dosaggio reagenti (calce, sodio solfuro, cloruro ferrico e ferroso, polielettrolita, acido cloridrico, soda caustica) e da un sistema di filtrazione fanghi.

I reagenti necessari al trattamento sono stoccati in modo da evitarne la miscelazione ed in particolare:

- il solfuro di sodio, l'acido cloridrico e la calce sono confinati all'interno di locali ad uso esclusivo (all'esterno della pannellatura in plexiglas che recinta lo stoccaggio dell'acido cloridrico sono presenti docce di emergenza con lavaocchi);
- i restanti reagenti (soda, cloruro ferrico e ferroso, bisolfito ed ipoclorito di sodio) siti in un unico locale con la particolarità che il bisolfito ed ipoclorito di sodio sono posizionati all'interno di bacini di contenimento e recintati con pannellatura in plexiglas di protezione. Il locale dispone inoltre di doccia di emergenza con lavaocchi.

I fanghi prodotti dal trattamento vengono inviati al sistema di filtrazione composto di pompe, filtri pressa, nastri trasportatori, vasche e stazioni di sollevamento e ricircolo. I fanghi filtrati vengono quindi inviati, attraverso un nastro trasportatore direttamente al capannone di stoccaggio.

Un sistema di filtrazione acqua mare e produzione acqua industriale provvede alla filtrazione dell'acqua di mare da inviare all'impianto di desolfurazione ed all'impianto ad osmosi inversa; tale impianto assolve alla funzione di produrre l'acqua industriale necessaria al funzionamento dell'impianto di desolfurazione. Anche per il funzionamento di questo impianto sono necessari reagenti chimici, stoccati anch'essi secondo le indicazioni sopra descritte.

Nell'impianto è prevista una idonea sezione atta all'abbattimento di mercurio, cadmio, selenio, metalli e solidi sospesi.

- **AC 10 (Impianto DeSOx):** Per contenere il livello delle emissioni degli ossidi di zolfo nei gas di combustione del carbone prodotti nella caldaia della Sezione 3, la Centrale Sulcis utilizza un impianto di desolfurazione DeSOx che consente di trasformare gli SO_x in gesso attraverso una reazione chimica con il calcare. Il DeSOx è un impianto basato sul processo calcare/gesso ad umido a doppio stadio. Il sistema consente l'abbattimento degli SO₂ derivanti dalla combustione dell'olio combustibile denso (OCD) e dalla combustione del mix di carboni estero e nazionale (Sulcis) fino ad un massimo tenore di zolfo dell'8% (corrispondente al 100% di utilizzo di carbone Sulcis).

Il trattamento dei fumi di combustione avviene su due linee uguali, Linea A e Linea B, operanti in parallelo e dimensionate per trattare ognuna il 50% della portata totale dei fumi prodotti. Ogni linea di fumi è costituita da un prelavatore (PreScrubber) e da un assorbitore (MainScrubber), entrambi di tipo verticale, posti in serie tra loro e operanti in equicorrente rispetto ai fumi.

I fumi grezzi provenienti dalla caldaia attraversano dapprima i precipitatori elettrostatici per la cattura delle polveri e poi vengono inviati all'impianto di desolfurazione in cui vengono lavati e trattati con una sospensione di calcare in acqua in due torri poste in serie (torre di



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

lavaggio e torre di assorbimento). Gli ossidi di zolfo reagiscono con il calcare e si trasformano in gesso. I fumi così trattati sono quindi inviati allo scarico a camino dopo essere stati riscaldati dai fumi in ingresso alla desolforazione in uno scambiatore gas-gas, denominato GGH (Gas Gas Heater), di tipo rigenerativo.

Le sospensioni che si formano negli assorbitori (sospensione di cenere da lavaggio fumi e sospensione di gesso da processo di assorbimento/reazione dell' SO_2 con soluzione di calcare) sono a loro volta trattate per separare i solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e recuperare le acque per ridurre gli effluenti dell'impianto. Nello specifico, la soluzione concentrata di gesso così ottenuta viene inviata ad un sistema di centrifugazione che ne riduce il contenuto di umidità entro il 10%; il gesso disidratato viene quindi inviato al capannone di stoccaggio mentre l'acqua separata viene ricircolata nell'impianto.

Per evitare che il particolato sottratto dai fumi in ingresso al prelavatore si concentri oltre valori di circa il 5%, le impurità rimosse, presenti nella soluzione, vengono inviate come spurgo all'apposito impianto di trattamento denominato TSD (Trattamento spurghi DeSO_x), il cui scarico, autorizzato, è regolarmente gestito in accordo alla normativa vigente e secondo le procedure operative del sistema di gestione ambientale certificato ai sensi della norma ISO 14001.

- AC 11 (Approvvigionamento, stoccaggio e movimentazione biomasse): le biomasse provengono per la maggior parte da fonti estere (Portogallo, Ucraina, Spagna e Francia) e in parte dal territorio nazionale (Toscana e Sardegna). Tutte le forniture, ad eccezione di quelle di provenienza locale, arrivano in Centrale via mare con approdo alla Banchina commerciale del Porto di Portoscuso, dalle quale vengono trasportate al parco biomasse della Centrale mediante camion. Quelle di provenienza locale giungono al parco biomasse mediante camion.

Il materiale sarà messo a parco utilizzando appositi camion cassonati ribaltabili, precedentemente pesati tramite la pesa di Centrale. Le biomasse saranno poste a parco a seconda della tipologia, mantenendo distinte le varie partite per tipologia e pezzatura. In particolare eventuale materiale non cippato verrà ridotto alla pezzatura nominale tramite apposita macchina cippatrice mobile, caricata utilizzando le pale meccaniche.

Il parco di stoccaggio delle biomasse è del tipo aperto con pavimentazione in cemento.

Fino all'inizio del 2010, la sua capacità di stoccaggio era pari a circa 10.000 t. Nel corso del 2010, hanno avuto inizio lavori di ampliamento e ristrutturazione, attualmente ancora in corso, i quali porteranno entro il 2011 ad una capacità di stoccaggio totale di 20.000 t. L'ampliamento degli attuali depositi biomasse deriva dalla necessità di ottimizzarne lo stoccaggio e ridurre la polverosità dell'ambiente circostante.

I nuovi depositi in Area 1 Nord, Area 1 Sud e nel nuovo settore Area 2, saranno costituiti da macrocelle con pavimentazione e muri di contenimento in cemento armato e questi ultimi di 8.00 m di altezza interna, opportunamente maggiore rispetto alla massima altezza dei cumuli di cippato consentita dai mezzi meccanici così da ottenere una riduzione della polverosità nell'ambiente circostante. Le nuove macrocelle avranno una superficie netta di stoccaggio di 2.130 m^2 in Area 1 Nord, 7.100 m^2 in Area 1 Sud e 8.230 m^2 in Area 2, e saranno dotate di impianto antincendio costituito da cannoni/monitori ad acqua a comando manuale su piattaforme poste alla quota di sommità dei nuovi muri di contenimento dei depositi,



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

raggiungibili dall'esterno delle celle stesse tramite scale dedicate, realizzate in carpenteria metallica.

L'intervento di ampliamento è stato autorizzato con provvedimento unico n. 42 del 10/06/2010 del Comune di Potoscuso, Sportello Unico per le Attività Produttive (S.U.A.P.). Le biomasse sono poste a parco a seconda della tipologia, mantenendo distinte le varie partite per caratteristiche e pezzatura.

Le acque reflue provenienti dal dilavamento meteorico del cippato stoccato nel parco biomasse verranno raccolte attraverso la rete di drenaggio stradale. Tali acque, provenienti dalle tre aree sopra citate, previa raccolta nella vasca di raccolta acque acide-alcaline, verranno trasferite all'impianto di trattamento acque reflue (ITAR) a servizio dell'intera Centrale termoelettrica, e, dopo trattamento, saranno restituite come acque ad uso industriale e interamente riutilizzate nei processi di Centrale.

Per l'alimentazione nella Sezione 3, le biomasse vengono miscelate con il carbone ed alimentate in caldaia. Affinché i mulini esistenti del carbone possano ricevere anche la biomassa, questa viene immessa preliminarmente in un tritatore che consente di sminuzzarla fino a dimensioni compatibili con gli esistenti mulini (inferiori ai 3 mm).

Per l'alimentazione nella Sezione 2, le biomasse stoccate a parco vengono prelevate mediante pale meccaniche, caricate su camion e scaricate sulle due linee di alimentazione. Per ciascuna linea, le biomasse vengono scaricate su una tramoggia a fondo oscillante, da cui, mediante appositi nastri trasportatori, vengono inviate al sistema di trattamento, in cui avviene la rimozione da eventuali corpi estranei ferrosi nei deferrizzatori e dal materiale metallico non ferroso nei separatori amagnetici. Successivamente le biomasse vengono convogliate all'interno di un vaglio stellare (uno per ogni linea) che elimina il materiale fuori pezzatura.

- **AC 12 (Impianto DeNOx):** L'abbattimento degli NO_x presenti nei fumi di combustione provenienti dalla caldaia della Sezione 3 avviene nell'impianto di denitrificazione (DeNOx), il quale consente la trasformazione degli ossidi di azoto in azoto molecolare e acqua, mediante l'impiego di ammoniaca e in presenza di adeguati catalizzatori specifici. Il reagente è iniettato a monte del catalizzatore. La riduzione degli NO_x ha luogo sulla superficie del catalizzatore a temperature che generalmente sono comprese tra 300 e 450 °C. L'ammoniaca utilizzata come agente riducente viene a contatto con aria calda mediante miscelatore. Passata allo stato gassoso nel miscelatore, l'ammoniaca viene iniettata nei fumi tramite un sistema di ugelli per ottenere una distribuzione omogenea. L'impianto DeNOx della Centrale è posto a valle dell'impianto di desolforazione e tratta i fumi provenienti da quest'ultimo.
- **AC 13 (Attività manutentive):** Le attività manutentive vengono eseguite dal personale della Sezione Manutenzione e da ditte terzi. Il personale opera sui macchinari dell'impianto ed in officina, per la realizzazione o la riparazione di componenti d'impianto. Le attività manutentive producono una quota di rifiuti, gestiti tramite apposita procedura interna, destinati al recupero e allo smaltimento.
- **AC 14 (Stoccaggio e deposito temporaneo rifiuti):** la Centrale Sulcis è stata autorizzata al deposito preliminare di rifiuti speciali con Determinazione della Regione Autonoma della Sardegna n° 513/IV del 01/04/2004 di validità quinquennale, successivamente modificata



con Determinazione n° 2044 del 10/10/2005. I depositi preliminari sono ubicati in apposite aree di impianto.

Esistono ulteriori aree (magazzino, zone idonee, ecc..) adibite a deposito temporaneo di diverse tipologie di rifiuti speciali (pericolosi e non) prodotti all'interno dell'impianto, in relazione alla loro modesta quantità e saltuarietà di produzione. Il deposito temporaneo viene effettuato nel rispetto dei termini quantitativi/temporali previsti dalla normativa, per il successivo conferimento a centri di smaltimento o recupero autorizzati.

- **AC 15 (Produzione acqua demineralizzata):** l'acqua demineralizzata per il riempimento ed il reintegro dei generatori di vapore deve possedere elevate caratteristiche di purezza e pertanto deve essere demineralizzata.
L'acqua di demineralizzazione è fornita sia da 4 dissalatori di tipo multiflash con funzionamento in continuo sia dall'impianto di demineralizzazione Castagnetti con funzionamento discontinuo.
La potenzialità di ciascun dissalatore è pari a circa 25 m³/h e deriva dal trattamento di circa 280 m³/h di acqua di mare. La dissalazione dell'acqua di mare avviene nel corpo evaporatore il quale è suddiviso in 18 camere di evaporazione (stadi) che produce un distillato avente conducibilità < 1 µS/cm. L'acqua distillata prima di essere inviata ai serbatoi di riserva viene fatta passare in un letto misto che porta la conducibilità a 0,1 µS/cm. L'impianto Castagnetti ha una potenzialità di 50 m³/h di acqua demineralizzata derivante dal trattamento di circa 50 m³/h di acqua industriale. Il funzionamento di tale impianto è di tipo discontinuo in quanto è necessaria l'effettuazione della rigenerazione delle resine ogni 20 ore di funzionamento sfruttando acido cloridrico (per le resine cationiche) e soda caustica (per le resine anioniche).
- **AC 16 (Produzione acqua industriale con osmosi inversa):** per l'utilizzo di acqua industriale, la Centrale Sulcis oltre all'approvvigionamento idrico da parte del Consorzio CNISI, dispone di due impianti di dissalazione ad osmosi inversa con funzionamento continuo che, attraverso membrane semipermeabili, produce acqua industriale a basso tenore di sali.
Un impianto ha la potenzialità di circa 30 m³/h di acqua industriale derivante dal trattamento di circa 250 m³/h di acqua di mare.
L'altro impianto ha la potenzialità di circa 60 m³/h di acqua industriale derivante dal trattamento di circa 250 m³/h di acqua di mare.
- **AC 17 (Attività di controllo "laboratorio chimico"):** il personale del Laboratorio Chimico opera sull'impianto, in ufficio ed in laboratorio in attività relative a prove e controlli chimici e ambientali. Tutte le attività di laboratorio sono svolte in condizioni di lavoro idonee (cappe aspiranti) e tutti i residui delle attività sono smaltiti o trattati adeguatamente.
- **AC 18 (Impianto di cristallizzazione residui spurghi DeSOx "SEC"):** il funzionamento del DeSOx richiede lo spurgo costante di una certa percentuale d'acqua circolante all'interno del desolfatore che viene scaricata come refluo d'impianto dopo la depurazione in un apposito impianto di trattamento Spurghi Desolfatore TSD. L'impianto SEC è un sistema di evaporazione-cristallizzazione degli effluenti dell'impianto TSD che, attraverso una completa distillazione dell'acqua e la separazione allo stato solido palabile di tutti i sali presenti nella matrice, consente il completo recupero al DeSOx di tali effluenti.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Attualmente l'impianto SEC è ancora in fase di sperimentazione. Con l'entrata a regime dell'impianto SEC si prevede di ridurre sia gli apporti allo scarico dal TSD di circa 600.000 m³/anno sia il prelievo d'acqua di mare da circa 1.000.000 a 500.000 m³/anno. L'intervento prevede infatti anche la sostituzione dell'acqua di mare attualmente utilizzata per alimentare i DeSOx con acqua dissalata proveniente dall'esistente impianto ad osmosi inversa.

- **AC 19 (Precipitatori elettrostatici del Gruppo 3):** per il contenimento delle polveri in uscita dal camino, la Sezione 3 è dotata di precipitatori elettrostatici (elettrofiltri). periodicamente le piastre costituenti i precipitatori vengono pulite attraverso scuotimenti provocati da sistemi meccanici opportunamente programmati su base temporale. La polvere si raccoglie nelle tramogge presenti sotto le piastre da dove viene successivamente evacuata tramite opportuni sistemi pneumatici e/o meccanici. L'efficienza di abbattimento delle polveri dei precipitatori elettrostatici è normalmente superiore al 99%.
- **AC 20 (Filtri manica del gruppo 2):** per il contenimento delle polveri in uscita dal camino, la Sezione 2 è dotata di filtri a manica. La cenere depositata sulla superficie delle maniche viene rimossa mediante un impulso di aria ad alta pressione e quindi raccolta nelle tramogge del filtro. L'efficienza di abbattimento delle polveri dei filtri a manica è normalmente superiore al 99%.

Il Gestore dichiara inoltre la presenza di un impianto di trattamento acque oleose (ITAO) costituito da un separatore a pacchi lamellari seguito da un flottatore, da un controllo parametri (pH, conducibilità e contenuto oli), da un sistema di filtri a sabbia e carboni attivi e un conseguente serbatoio di accumulo acqua trattata da 4.000 m³. Le acque trattate vengono riutilizzate come acque industriali. Le acque trattate dall'ITAO:

- acque derivanti da spurghi e aree coperte
- acque piovane da bacini di contenimento dei serbatoi olio
- acque piovane da aree scoperte interessate dal movimento dei combustibili
- acque dall'edificio compressori DeSOx
- acque dalle fosse dei trasformatori DeSOx
- spurghi e lavaggi da aree coperte inquinabili da oli
- acque da fosse dei trasformatori
- acque da condense a basso contenuto salino

giungono in un primo serbatoio dal quale si dipartono due condotte: una verso il separatore a pacchi lamellari e la seconda verso un serbatoio accumulo oli.

4.3. Approvvigionamento e consumi

4.3.1. Combustibili

A partire dal 2006 la Centrale Sulcis ha avviato l'utilizzo di biomasse vegetali in co-combustione con il carbone, sia nella Sezione 2 che nella Sezione 3.

La sezione SU2 è stata autorizzata all'utilizzo di biomasse in co-combustione con il carbone, fino ad un massimo del 15% di input termico, con decreto del Ministero delle attività Produttive n° 55/04/2004 MD. La sezione SU3 è stata autorizzata all'utilizzo di biomasse in co-combustione con

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

il carbone, fino ad un massimo del 5% dell'input termico, con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n° 55/11/2006.

L'utilizzo di biomasse come combustibile in sostituzione totale o parziale dei combustibili fossili consente, in un bilancio complessivo di emissioni di anidride carbonica (CO₂), di ridurre i quantitativi di CO₂ emessi a seguito del processo di combustione e, conseguentemente, di contribuire positivamente al fenomeno dell'effetto serra.

Per la produzione di energia elettrica le sezioni 2 e 3 della CTE utilizzano prevalentemente carbone di provenienza estera e, per una parte, carbone di provenienza nazionale (carbone Sulcis). In fase di avviamento viene utilizzato prima gasolio e poi OCD. Inoltre, nelle condizioni di normale funzionamento, relativamente alla sezione 3 (SU3), per integrare l'input energetico del mix di carbone che viene meno per indisponibilità dei mulini, viene utilizzato anche OCD.

Le seguenti tabelle specificano la provenienza, il potere calorifico e il tenore di zolfo dei combustibili utilizzati in ciascuna sezione di produzione:

Combustibili impiegati nell'esercizio della sezione di produzione SU2			
Combustibili	Provenienza	Potere calorifico^(*) [Kcal/Kg]	Tenore di zolfo^(*) [%]
Carbone estero	Colombia, Indonesia, Sudafrica	5.800	0,5÷0,9
Carbone nazionale	Sardegna (Sulcis)	5.100	6÷7
Biomasse	Sardegna, Portogallo, Ucraina, Spagna, Toscana, Francia	2.500	0
Gasolio	Sardegna	10.200	0,07÷0,09

(*) Valori medi 2007÷2010.

Combustibili impiegati nell'esercizio della sezione di produzione SU3			
Combustibili	Provenienza	Potere calorifico^(*) [Kcal/Kg]	Tenore di zolfo^(*) [%]
OCD	Italia, Israele	9.600	1,8÷2
Carbone estero	Colombia, Indonesia, Sudafrica	5.800	0,5÷0,9
Carbone nazionale	Sardegna (Sulcis)	5.100	6÷7
Biomasse	Sardegna, Portogallo, Ucraina, Spagna, Francia	2.500	0
Gasolio	Sardegna	10.200	0,07÷0,08

(*) Valori medi 2007÷2010.

Di seguito il riepilogo dei consumi dei combustibili dichiarati allo storico (2009) e alla capacità produttiva:

Fase	Combustibile	Tenore di zolfo e consumi			
		Storico (2009)		Capacità produttiva	
		S [%]	[t/anno]	S [%]^(a)	[t/anno]^(b)
SU 2 (Fase 1)	Carbone estero	0,61	356.935,742	0,6	572.398
	Carbone nazionale	6,43	116.143,297	6,2	244.630
	Biomasse ^(c)	0,03	153.548,509	0,08	330.240
	Gasolio ^(d)	0,07	4.033,053	-	-
SU 3 (Fase 2)	Carbone estero	0,60	373.875,226	0,6	603.096
	Carbone nazionale	6,43	40.316,707	6,2	106.893
	Biomasse	0,08	293,940	-	-
	OCD	1,59	70.932,402	1,5	47.827

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

	Gasolio ^(d)	0,07	1.367,592	-	-
--	------------------------	------	-----------	---	---

^(a) Per il tenore di S è stato utilizzato il valore medio ponderale degli ultimi tre anni.

^(b) Il consumo alla capacità produttiva è stato calcolato considerando ciascun gruppo in funzione alla potenza elettrica nominale per 8.000 ore/anno.

^(c) Il consumo di biomasse alla capacità produttiva è stato calcolato come il 15% dell'input termico.

^(d) Il gasolio non viene quantificato alla capacità produttiva in quanto è utilizzato solo in fase di accensione caldaia nel terzo gruppo e in fase di avviamento per il gruppo 2.

La seguente tabella riporta indicazioni in merito alle aree di stoccaggio dei combustibili:

N. Area	Identificazione	Capacità stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	
				Modalità	Combustibile stoccato
52	Parco carbone	153.000 t	32.620 m ²	Area all'aperto	Carbone
53	Parco carbone	17.000 t	7.380 m ²	Area coperta	Carbone
47	Area 1 Nord	2.440 t	2.225 m ²	Area all'aperto	Biomasse
48	Area 1 Sud	8.130 t	7.394 m ²	Area all'aperto	Biomasse
49	Area 2	9.430 t	8.500 m ²	Area all'aperto	Biomasse
28	Serbatoio TK6	25.000 m ³	-	Metallico fuori terra	OCD
28	Serbatoio TK5	26.337 m ³	-	Metallico fuori terra	OCD
28	Serbatoio TK4	26.337 m ³	-	Metallico fuori terra	OCD
9	Serbatoio TK2	7.500 m ³	-	Metallico fuori terra	OCD
10	Serbatoio TK3	7.500 m ³	-	Metallico fuori terra	OCD
36	Serbatoio TKG2	400 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
36	Serbatoio TKG1	1.000 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
65	Serbatoio gasolio G.E.1 emergenza SU2	3 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
65	Serbatoio gasolio G.E.2 emergenza SU2	3 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
66	Serbatoio gasolio G.E. emergenza SU1/2	2 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
67	Serbatoio gasolio G.E. emergenza SU3	1,8 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
68	Serbatoio gasolio trituratrice	9 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
69	Serbatoio gasolio pompa acqua mare antincendio	1,2 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
70	Serbatoio gasolio pompa acqua dolce antincendio	0,5 m ³	-	Metallico fuori terra	Gasolio
72	Serbatoio GPL	0,99 m ³	-	Metallico	GPL

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

	mensa			fuori terra	
--	-------	--	--	-------------	--

4.3.2. Materie prime ausiliarie

La seguente tabella rappresenta i consumi (storico e capacità produttiva) delle materie prime utilizzate in Centrale:

Materia	Fase di utilizzo	Stato fisico	Pericolosità	Consumi	
				storico (2009)	Capacità produttiva
Calcare	Fase 1	Polvere	-	70.672 t	118.900 t
Calcare	Fase 2	Polvere	-	15.793 t	28.367 t
Ammoniaca	Fase 1	Liquido	C, N	2.591 t	3.407 t
Ammoniaca	Fase 2	Liquido	C, N	2.961 t	5.294 t
Olio lubrificante	Fasi 1, 2 AC 1-6	Liquido	n.p.	27	58 t
Idrogeno	Fasi 1, 2	Gassoso	F+	33 m ³	78 m ³
Ossigeno	Fasi 1, 2	Gassoso	-	249 m ³	251 m ³
Grasso	Fasi 1, 2	Liquido	Xi, F+, N	0,4 t	2 t
Azoto	Fasi 1, 2	Gassoso	n.p.	5 m ³	5.000 m ³
Antincrostante	Fasi 1, 2 AC 16, 18	Liquido	Xi, C	9 t	90 t
Soda caustica	Fasi 1, 2 AC 6, 9, 15, 18	Liquido	C	405 t	316 t
Cloruro ferrico	Fasi 1, 2, AC 6, 9, 16	Liquido	C, Xn	21 t	63 t
Cloruro ferroso	Fasi 1, 2 AC 9	Solido	Xn	10 t	22 t
Calce	Fasi 1, 2 AC 6, 9	Polvere	Xi	406 t	668 t
Polielettrolita	Fasi 1, 2 AC 6, 9	Liquido	Xi	10 t	12 t
Carboidrazide	Fasi 1, 2	Liquido	-	9	15 t
Acido cloridrico	Fasi 1, 2, AC 6, 9, 15, 18	Liquido	C, Xi	462 t	417 t
Bisolfito di sodio	Fasi 1, 2 AC 18, 19	Solido	N, Xn	13 t	20 t
Carbonato di sodio	Fasi 1, 2 AC 18	Polvere	Xi	61 t	111 t
Ipoclorito di sodio	Fasi 1, 2 AC 6, 16	Liquido	C	-	1 t
Sabbia	Fasi 1, 2 AC 6, 15, 16	Solido	-	-	215 t
Ghiaia	Fasi 1, 2 AC 6, 15, 16	Solido	-	-	2 t

Note:

- La capacità produttiva è stata stimata facendo riferimento a 8.000 ore di funzionamento al carico nominale dei Gruppi.
- I consumi sono stati calcolati moltiplicando la media delle quantità consumate negli ultimi tre anni, per un fattore pari al rapporto tra l'energia prodotta alla capacità produttiva e la media dell'energia prodotta nel periodo di riferimento considerato.
- I fornitori/produttori possono essere diversi in relazione agli esiti delle gare di appalto. In ogni caso l'approvvigionamento e l'utilizzo avvengono con le vigenti normative in materia di valutazione delle sostanze



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

e della sicurezza sul lavoro.

- Trattandosi di un impianto termoelettrico non sono presenti "materie prime", funzionali alla produzione ad eccezione del combustibile.

La seguente tabella riporta indicazioni in merito alle aree di stoccaggio delle materie prime:

N. Area	Identificazione	Capacità stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	
				Modalità	Combustibile stoccato
39	Silo BS801A di stoccaggio	6.000 m ³	200 m ²	Silo chiuso	Calcare
39	Silo BS802A di stoccaggio	6.000 m ³	200 m ²	Silo chiuso	Calcare
71	Serbatoio riserva olio trasformatori	60 m ³	-	Metallico fuori terra	Olio isolante
75	Serbatoio olio turbina SU3	16 m ³	-	Metallico fuori terra	Olio lubrificante
76	Serbatoio riserva olio turbina SU3	20 m ³	-	Metallico fuori terra	Olio lubrificante
77	Serbatoio olio turbina SU2	-	-	Metallico fuori terra	Olio lubrificante
78	Serbatoio riserva olio turbina SU2	-	-	Metallico fuori terra	Olio lubrificante
58	Depositi bombole	n° 308 bombole	-	Bombole	O ₂ , H ₂ , CO ₂ , N ₂ , C ₂ H ₂ , SO ₂ , SF ₆
59	Deposito antincrostante carboidrazide	-	-	Fusti	Antincrostante, carboidrazide
60	Serbatoio soda	-	-	Serbatoi	Soda
61	Silo calce	-	-	Silo	Calce
62	Reagenti zona ITAR	-	-	Sacchi, serbatoi	Polielettrolita, calce, acido cloridrico
57	Deposito oli e grassi	31 m ³	-	Fusti	Olio lubrificante
79	Reagenti zona TSD	-	-	Serbatoi, sacchi	Cloruro ferrico, cloruro ferroso, idrato sodico, solfuro di sodio, polielettrolita
63	Reagenti zona SEC	-	-	Serbatoio, silo	Bisolfito di sodio, Carbonato di sodio
64	Reagenti zona ITAO	-	-	Serbatoi	Ipoclorito di sodio, sabbia, ghiaia, soda caustica, polielettrolita
14	Serbatoio stoccaggio ammoniaca	2 x 150 m ³	-	Metallici fuori terra	Ammoniaca

4.3.3. Risorse idriche

La seguente tabella da indicazioni circa le fonti di approvvigionamento idrico, l'utilizzo e consumi allo storico e alla capacità produttiva:

Fonte di approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Consumi [m ³ /anno]		Contatori
			Storico	Capacità	



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

			(2009)	produttiva		
Consorzio industriale	Fase 1, 2 AC 15	Igienico sanitario		81.241	84.849	SI
		Industriale	Processo	681.140	862.666	SI
			Raffreddamento	-	-	-
		Altro	-	-	-	
Mare	Fase 1, 2 AC 16	Igienico sanitario		-	-	-
		Industriale	Processo	8.886.017	8.320.000	NO
			Raffreddamento	624.615.702	696.691.360	NO
		Altro	-	-	-	

Note:

- L'acqua di mare di raffreddamento viene integralmente restituita al mare stesso.
- I consumi di acqua potabile ed acqua industriale di processo dal consorzio industriale sono stati valutati sulla base del consumo medio nel triennio 2007-2009 rapportato al funzionamento di 8.000 ore/anno.
- I "consumi" di acqua di mare (raffreddamento e processo) sono stati valutati sulla base di 8.000 ore/anno di funzionamento per gruppo, considerando comunque una pompa di circolazione in marcia per l'intero anno per gruppo (anche con lo stesso fermo).

4.4. Emissioni

4.4.1. Emissioni in atmosfera

Nella caldaia a letto fluido circolante della sezione di produzione SU2, la combustione avviene a valori di temperatura molto inferiori a quelli che caratterizzano un processo di combustione convenzionale (circa 800 °C rispetto ai 1.700 °C tipici della combustione nei processi convenzionali), con effetto positivo sul contenimento delle emissioni degli NO_x termici. La gestione della distribuzione dell'aria all'interno della camera di combustione, associata alle basse temperature di combustione mantiene la concentrazione degli NO_x nei fumi in uscita della camera di combustione a valori inferiori a quanto richiesto per legge. La Sezione 2 non dispone di impianti dedicati per l'abbattimento di SO₂ ed NO_x, in quanto i reagenti, calcare ed ammoniaca, vengono introdotti, rispettivamente in fornace e nella zona della caldaia denominata retropasso. In questo modo il gesso prodotto dalla reazione tra calcare ed SO₂ viene a trovarsi in miscela con le ceneri per essere poi trattenuto nei filtri a manica o estratti dal fondo caldaia. Invece, relativamente ai sottoprodotti conseguenti alla reazione tra ammoniaca ed NO_x, questi sono costituiti da vapore acqueo ed azoto che vengono trasportati dai fumi.

Un filtro a manica posto in uscita dalla caldaia provvede a depurare la miscela di gas combusto dalle ceneri fini.

Per quanto attiene la sezione di produzione SU3, i fumi prodotti dalla combustione, contenenti ossido di carbonio (CO), ossidi di azoto (NO_x), ossidi di zolfo (SO₂) e polveri, prima di essere immessi in atmosfera attraverso la ciminiera, subiscono un processo di trattamento negli impianti DeSO_x, DeNO_x e nei precipitatori elettrostatici (ESP) asserviti alla stessa sezione di produzione.

La ciminiera alta 250 metri, comune alle due sezioni di produzione, è costituita da tre canne fumarie, una per i fumi provenienti dalla SU2, una per quelli provenienti dalla SU3 e un'altra non più utilizzata che in passato convogliava i fumi provenienti dalla non più esistente sezione 1 (SU1).

I Sistemi di controllo delle emissioni si sono evoluti nel corso degli anni, passando progressivamente dagli strumenti dedicati al semplice monitoraggio della combustione all'adozione



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

di strumentazioni più complesse, installate per la sorveglianza e la registrazione in continuo delle emissioni.

Oltre alle concentrazioni degli inquinanti di interesse (SO_2 , NO_x , polveri e CO) vengono misurate le concentrazioni di ossigeno, la temperatura e la pressione dei fumi.

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta peraltro ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. Infatti durante gli avviamenti da freddo della caldaia della sezione SU3 il combustibile utilizzato è il gasolio che si aggiunge all'anticipazione della messa in servizio del DeSOx allo scopo di abbattere gli inquinanti e ridurre la fumosità al camino anche durante le condizioni di funzionamento per le quali non vigono gli obblighi di legge. Così pure, durante le operazioni di fermata della sezione, i sistemi di abbattimento vengono mantenuti in servizio fino allo spegnimento della caldaia. Con periodicità annuale vengono effettuate delle campagne di misura, a cura di strutture qualificate e certificate anche interne Enel ed in presenza di tecnici ARPA, sui microinquinanti nei fumi al camino e la taratura della strumentazione. Anche nella sezione SU2 l'accensione e l'avviamento del gruppo avviene utilizzando gasolio. Contestualmente all'utilizzo di carbone, lo stesso viene additivato con calcare per l'abbattimento dell' SO_2 .

Relativamente alla sezione di produzione SU2, la seguente tabella evidenzia i limiti autorizzati e attualmente vigenti nei confronti di determinati parametri inquinanti, i relativi limiti normativi e le prestazioni emissive dichiarate (storico e capacità produttiva):

SU2				
Inquinanti	Limiti autorizzati ^(a) [mg/Nm ³]	Limiti normativi ^(b) [mg/Nm ³]	Prestazioni emissive	
			Storico (2009) ^(c) [mg/Nm ³]	Capacità produttiva ^(d) [mg/Nm ³]
SO ₂	200 ⁽ⁱ⁾	400	235,68	400
NO _x	200	200	120	200
Polveri	30	50	5,39	30
CO	150	250	60,85	150
NH ₃	10	100	-	1,66
SOV	50	300	3,16	3,59

(a) Valori limite su base giornaliera, riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari a 6%, autorizzati con decreto del Ministero delle Attività Produttive n° 55/04/2004 (ex decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n° 107/2000). Tale decreto prevede inoltre che a seguito della combustione delle biomasse sono da rispettare, con riferimento alla quota di potenza termica immessa dalle stesse, i valori limite di emissione di cui all'Allegato III del D.P.C.M. 8 marzo 2002 (il D.P.C.M. 8 marzo 2002 è stato abrogato dall'art. 297 del D.Lgs 152/06 e s.m.i.).

(b) Valori limite previsti dal D.Lgs 152/06 e s.m.i., riferiti a fumi secchi nelle condizioni normali (273,15 K e 101,3 KPa) e con un tenore di O₂ pari al 6%. I valori limite di SO₂, NO_x e polveri si considerano rispettati se la valutazione dei risultati rivela che nelle ore di normale funzionamento, durante un anno civile nessun valore medio del mese civile supera i valori limite di emissione e se il 97% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per il biossido di zolfo e le polveri, nonché se il 95% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per gli ossidi di azoto. Per i criteri di conformità degli altri inquinanti si rimanda alle disposizioni contenute nello stesso D.Lgs 152/06 e s.m.i..

(c) Livelli emissivi allo storico (2009) con un tenore di O₂ pari al 6%.

(d) Livelli emissivi alla capacità produttiva con un tenore di O₂ pari al 6%.

(i) Ai sensi del decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n° 107/2000 (ripreso dal decreto del Ministero delle Attività Produttive n° 55/04/2004), il valore limite di emissione per gli ossidi di zolfo è



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

umentato di 10 mg/Nm³ per ogni punto percentuale del carbone Sulcis impiegato, rispetto al totale su base oraria, sino ad un massimo di 400 mg/Nm³.

Il decreto di autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive n° 55/04/2004 (ex decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato n°107/2000), prevede inoltre la seguente prescrizione: "per gli inquinanti indicati ai punti 5, 6 e 7 di cui alla lettera "B" dell'Allegato 3.A al D.M. 12 luglio 1990, sia applicano i valori minimi riportati nell'Allegato I allo stesso decreto ad esclusione delle sostanze inquinanti della classe III, §2, dell'allegato I del predetto D.M. 12 luglio 1990".

Relativamente alla sezione di produzione SU3, la seguente tabella evidenzia i limiti autorizzati e attualmente vigenti nei confronti di determinati parametri inquinanti, i relativi limiti normativi e le prestazioni emissive dichiarate (storico e capacità produttiva):

SU3				
Inquinanti	Limiti autorizzati ^(a) [mg/Nm ³]	Limiti normativi ^(b) [mg/Nm ³]	Prestazioni emissive	
			Storico (2009) ^(c) [mg/Nm ³]	Capacità produttiva ^(d) [mg/Nm ³]
SO ₂	400 ⁽ⁱ⁾	400	303,96	400
NO _x	200 ⁽ⁱ⁾	200	141,74	200
Polveri	50 ⁽ⁱ⁾	50	13,79	50
CO	250 ⁽ⁱ⁾	250	66,51	250

(a) Valori limite su base mensile, riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari a 6%, autorizzati con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n° 55/11/2006 MD.

(b) Valori limite previsti dal D.Lgs 152/06 e s.m.i., riferiti a fumi secchi nelle condizioni normali (273,15 K e 101,3 KPa) e con un tenore di O₂ pari al 6%. I valori limite di SO₂, NO_x e polveri si considerano rispettati se la valutazione dei risultati rivela che nelle ore di funzionamento, durante un anno civile nessun valore medio del mese civile supera i valori limite di emissione e se il 97% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per il biossido di zolfo e le polveri, nonché se il 95% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per gli ossidi di azoto. Per i criteri di conformità degli altri inquinanti si rimanda alle disposizioni contenute nello stesso D.Lgs 152/06 e s.m.i..

(c) Livelli emissivi allo storico (2009) con un tenore di O₂ pari al 6%.

(d) Livelli emissivi alla capacità produttiva con un tenore di O₂ pari al 6%.

(i) Il valore limite si riferisce ad un tenore di O₂ pari al 3% nel caso di utilizzo di combustibili liquidi.

Il decreto di autorizzazione del Ministero dello Sviluppo Economico n° 55/11/2006 MD prevede infatti la seguente prescrizione: "Una volta completata la messa a regime della co-combustione di carbone e biomasse nella sezione 3, il proponente dovrà eseguire le campagne di verifica delle emissioni al camino sia di macroinquinanti sia di microinquinanti organici e inorganici, al fine della conferma del rispetto dei limiti previsti dalla direttiva 2001/80/CE e dai DM 12/07/1990 e DM 28/11/1997 rispettivamente."

Le emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (solo diffuse in forma di polveri) originano dalle attività connesse AC 7 (parco carbone) e AC 11 (deposito biomasse).

Per far fronte al rilascio di polveri dal parco carbone, il combustibile viene predisposto su cumuli separati per qualità, opportunamente compattati ad una altezza massima di 8 metri per evitare lo spandimento di polveri fuori dal parco carbone nel rispetto di una comunicazione del Sindaco di



Portoscuso avvenuta in data 27/08/90. Per evitare la formazione di polveri vengono bagnate continuamente le piste interne e vengono impiegati appositi irroratori per bagnare le parti di cumulo interessate alla movimentazione. Il carbone che dal parco viene inviato tramite tramogge e nastri ai silos di esercizio, durante il trasporto, viene irrorato con un liquido antipolvere nebulizzato.

Le polveri risultanti dalla caduta del carbone nei silos di servizio vengono aspirate ed inviate ad un sistema a ciclone e filtri che entra in servizio con l'avviamento dei nastri.

L'ampliamento degli attuali depositi biomasse deriva dalla necessità di ottimizzarne lo stoccaggio e ridurre la polverosità dell'ambiente circostante. L'intervento di ampliamento, autorizzato con Provvedimento unico n. 42 del 10/06/2010 del Comune di Portoscuso – Sportello Unico per le Attività Produttive (S.U.A.P.), prevede la demolizione e successiva ricostruzione degli attuali stalli di deposito del parco biomasse. E' prevista inoltre la realizzazione di un nuovo settore denominato Area 2, ubicato nella attuale area libera nella zona antistante i serbatoi di olio combustibile.

Tutti i depositi saranno costituiti da macrocelle pavimentate e muri di contenimento in cemento armato di altezza interna pari a 8,00 m, significativamente superiore rispetto all'altezza massima dei cumuli di cippato, così da consentire una riduzione della polverosità nell'ambiente circostante.

4.4.2. Emissioni in corpo idrico

La CTE è dotata di tre punti di scarico finale in mare denominati SC1, SC2 ed SC3. Per tali punti, in data 03/05/2005, la Provincia di Cagliari ha rilasciato autorizzazione allo scarico in mare (Autorizzazione n. 500 del 03/05/2005) con scadenza il 02/05/2009, prorogata nelle more del rilascio dell'A.I.A. ai sensi del D.L. 180/2007.

Lo scarico in mare SC1 (nel porto industriale di Portovesme nel punto di coordinate geografiche Lat. Nord 39° 11' 41" e Long. Est 08° 24' 08") rappresenta il punto di immissione in mare di tre canali cementati (C1, C2 e C3).

Il *canale C1* è adibito al preesistente scarico delle acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU1 non più attiva (dismessa e smantellata). Il canale è dotato di pozzetto di raccolta denominato P1 prima dell'immissione in mare.

Il *canale C2* convoglia in continuo le acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU2 ed è dotato di punto di prelievo campioni denominato P2 prima dell'immissione in mare.

Il *canale C3* convoglia in continuo le acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU3 ed è dotato di punto di prelievo denominato P3 prima dell'immissione in mare. Al canale C3 confluiscono a sua volta i seguenti canali di scarico:

- *C3 TSD*: canale di scarico di tipo continuo convogliante le acque reflue industriali in uscita dal trattamento TSD (con l'avvio del sistema di evaporazione-cristallizzazione SEC diverranno nulle le portate di effluente in uscita dall'impianto TSD); prima della confluenza nel C3, il canale di scarico "C3 TSD" è dotato di punto di prelievo campioni denominato *P3 TSD*,
- *C3 ITAR*: canale di scarico di tipo continuo convogliante le acque reflue industriali in uscita dall'ITAR (le acque depurate dall'ITAR possono essere riutilizzate per usi interni di stabilimento per una portata massima pari a quella massima di esercizio); prima della confluenza nel C3, il canale di scarico "C3 ITAR" è dotato di punto di prelievo campioni denominato *P3 ITAR*,



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- *C3 DeSOx*: canale di scarico di tipo continuo convogliante le acque di raffreddamento compressori impianto DeSOx; prima della confluenza nel C3, il canale di scarico "C3 DeSOx" è dotato di punto di prelievo campioni denominato *P3 DeSOx A/B*,
- *C3 osmosi, salamoia impianto di dissalazione*: canale di scarico di tipo continuo convogliante le acque reflue industriali costituite dalla salamoia prodotta nell'impianto di dissalazione ad osmosi inversa; prima della confluenza nel C3, il canale di scarico "C3 osmosi, salamoia di dissalazione" è dotato di punto di prelievo campioni denominato *P3 osmosi*,
- *C3 evaporatori*: canale di scarico di tipo continuo convogliante le acque reflue industriali costituite dalla salamoia prodotta dai quattro gruppi di evaporatori per la produzione di acqua dissalata; prima della confluenza nel C3, il canale di scarico "C3 evaporatori" è dotato di punto di prelievo campioni denominato *P3 evaporatori*,
- *C3 meteoriche non inquinate*: canale di scarico delle acque meteoriche derivanti da aree non soggette a fonti di inquinamento (generalmente vengono riutilizzate come acque industriali; in caso di scarico vengono miscelate con le acque trattate dall'ITAR e riversate in mare attraverso il canale di scarico "C3 ITAR").

Lo scarico in mare SC2 (nel porto industriale di Portovesme nel punto di coordinate geografiche Lat. Nord 39° 11' 54" e Long. Est 08° 23' 56") rappresenta il punto di immissione in mare delle acque in uscita dalla vasca di decantazione. Alla vasca di decantazione confluiscono i seguenti canali di scarico:

- *SC2 raffreddamento compressori soffiatura*: canale di scarico di tipo continuo nel quale confluiscono le acque di raffreddamento dei compressori; prima della confluenza allo scarico in mare SC2, tali acque possono essere campionate in corrispondenza del punto di campionamento denominato *PCS2 Raffreddamento*,
- *SC2 filtri*: canale di scarico di tipo continuo nel quale confluiscono le acque derivanti dal lavaggio dei filtri e delle griglie dell'opera di presa a mare e quelle di raffreddamento dei compressori; prima della confluenza allo scarico in mare SC2, tali acque possono essere campionate in corrispondenza del punto di campionamento denominato *PCS2 alghe*.

Lo scarico in mare SC3 (nel porto industriale di Portovesme nel punto di coordinate geografiche Lat. Nord 39° 11' 58" e Long. Est 08° 23' 55") rappresenta il punto di immissione in mare dello scarico di emergenza della vasca di decantazione per il contenimento delle acque meteoriche derivanti dal parco carbonile. Il prelievo dei campioni avviene attraverso un pozzetto aperto in un punto denominato *P carbonile*. Lo scarico entra in funzione solo in caso di piovosità superiore a 40 mm/h, pertanto, al di sotto di tale limite, le acque raccolte all'interno della vasca di decantazione vengono totalmente riutilizzate per irrorare le aree del carbonile o, in alternativa, inviate all'impianto ITAR.

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa sui punti di scarico, sui relativi apporti e punti di campionamento:

Scarico in mare	Scarico interno	Provenienza	Punto campionamento	Coordinate geografiche	
				Lat. Nord	Long. Est
SC1	C1	Raffreddamento SU1	P1	39°11'41"	08°24'08"

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

	C2	Raffreddamento SU2	P2		
	C3	Raffreddamento SU3	P3		
	C3 TSD	Impianto TSD	P3 TSD		
	C3 ITAR	Impianto ITAR	P3 ITAR		
	C3 DeSOx	Raffreddamento DeSOx	P3 DeSOx		
	C3 Osmosi	Impianto dissalazione	P3 Osmosi		
	C3 Evaporatori	Impianto acqua distillata	P3 Evaporatori		
	C3 Meteoriche	Meteor. non inquinate	-		
SC2	SC2 Raffreddamento	Raffredd. compressori	PSC2 Raffreddamento	39°11'54"	08°23'56"
	SC2 Filtri	Vasca raccolta alghe	PSC2 Alghe		
SC3		Scolmat. emerg. carbonile	P Carbonile	39°11'58"	08°23'55"

Vengono fornite le seguenti caratterizzazioni allo storico (2009) e alla capacità produttiva:

Scarico parziale	Inquinante	Flusso di massa e concentrazioni (2009)		Flussi di massa e concentrazioni (Capacità produttiva)	
		[g/h]	[mg/l]	[g/h]	[mg/l]
In uscita ITAR (C3 ITAR)	Nichel	0	0	1,16	0,017
	Cadmio	0	0	0,14	0,002
	Cromo	0	0	1,02	0,015
	Rame	0	0	1,16	0,017
	Mercurio	0	0	0,01	0,0001
	Piombo	0	0	1,29	0,019
	Fluoruri	0	0	37,69	0,554
	Azoto	0	0	128,80	1,893
	Fosforo	0	0	82,33	1,21
In uscita TSD (C3 TSD)	Nichel	6,57	0,1006	4,87	0,0749
	Cadmio	0,21	0,0033	0,22	0,0034
	Cromo	2,18	0,0033	1,84	0,0284
	Rame	1,87	0,0287	1,77	0,0272
	Mercurio	0,11	0,0016	0,11	0,0017
	Piombo	1,42	0,0218	1,42	0,0218
	Fluoruri	333,44	5,1041	336,21	5,1724
	Azoto	961,05	14,71	786,96	12,107
	Fosforo	85,39	1,31	108,46	1,6686
In uscita evaporatori (C3 Evaporatori)	Cloruri	431.258	24.357	5.053	24.357
In uscita filtri (SC2 Filtri)	Azoto	139,50	3,48	120,41	3,01
	Fosforo	56,39	1,41	68,33	1,71

4.4.3. Produzione di rifiuti

I rifiuti producibili nella Centrale Sulcis derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio dell'impianto e sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ferro e acciaio, gesso, fanghi, materiali assorbenti e stracci, imballaggi, ecc.;
- rifiuti speciali pericolosi: oli esauriti da motori, altri rifiuti oleosi costituiti da materiale assorbente e filtrante, accumulatori al piombo, materiali contenenti amianto, tubi fluorescenti, ecc..



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

L'attività svolta presso l'impianto Sulcis prevede la produzione diretta e costante di rifiuti collegati alla generazione di energia elettrica: gesso da desolforazione dei fumi e fanghi da processo di trattamento acque reflue e da impianto di desolforazione ad umido TSD.

Il resto sono, in genere, modeste quantità di rifiuti, derivanti principalmente dagli interventi di manutenzione delle apparecchiature e dei circuiti.

Vengono prodotti anche rifiuti urbani non pericolosi provenienti dai locali dei servizi logistici.

la Centrale Sulcis è stata autorizzata al deposito preliminare di rifiuti speciali (pericolosi e non) con Determinazione della Regione Autonoma della Sardegna n° 513/IV del 01/04/2004 di validità quinquennale, successivamente modificata con Determinazione n° 2044 del 10/10/2005. I depositi preliminari sono ubicati in apposite aree di impianto. Secondo la Determinazione di modifica n° 2044 del 10/10/2005, l'autorizzazione in deposito preliminare nelle aree interne l'insediamento è limitata ai rifiuti speciali pericolosi di seguito elencati, per un quantitativo massimo di 48.832,32 t di cui 48.820 t di rifiuti speciali non pericolosi:

Codice CER	Descrizione
10 01 02	Ceneri leggere di carbone
10 01 05	Rifiuti solidi prodotti da reazioni a base di Ca nei processi di desolforazione dei fumi
10 01 07	Rifiuti fangosi prodotti da reazioni a base di Ca nei processi di desolforazione dei fumi
10 01 21	Fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 10 01 20
13 02 08*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, facilmente biodegradabili
13 03 01*	Oli isolanti e termoconduttori, contenenti PCB
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose
16 01 07*	Filtri olio

Con nota Enel, protocollo 531 del 18 marzo 2011, il Gestore ha comunicato la variazione della capacità complessiva del deposito preliminare riducendola da 48.832,32 t (autorizzata) a 42.832,32 t.

Esistono ulteriori aree (magazzino, zone idonee, ecc..) adibite a deposito temporaneo di diverse tipologie di rifiuti speciali (pericolosi e non) prodotti all'interno dell'impianto, in relazione alla loro modesta quantità e saltuarietà di produzione. Il deposito temporaneo viene effettuato nel rispetto dei termini quantitativi/temporali previsti dalla normativa, per il successivo conferimento a centri di smaltimento o recupero autorizzati.

Di seguito si riportano le categorie di rifiuti prodotti e i relativi quantitativi allo storico (2009) e alla capacità produttiva:

Produzioni di rifiuti (parte storica: 2009)							
CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità [Kg]	Fase di provenienza	Deposito		
					N. Area	Modalità	Destinazione
10 01 02	Ceneri leggere di carbone	Solido	220.829.190	Processo	2	Deposito all'aperto	D1/R5
10 01 05	Rifiuti solidi derivanti da reazioni a base di calcio nei processi di desolforazione fumi (gesso da impianto DeSOx)	Solido	24.395.309	Processo	4	Deposito	D1/R5
10 01 07	Rifiuti fangosi prodotti da reazioni a base di	Solido	10.147.414	Processo	4	Deposito	D1

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

	calcio nei processi di desolforazione fumi (TSD)						
16 10 02	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 10 01	Liquido	(920 m ³)	Separazione e trattamento fase acquosa-oleosa provenienti da recupero acque contaminate da OCD	-	-	D9
16 11 06	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 16 11 05	Solido	190.060	Attività manutenzione	5	Big bag	D15
17 04 02	Alluminio	Solido	760	Attività manutenzione	5	Rinfusa	R13
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido	232.730	Attività manutenzione	5	Rinfusa	R13
17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17 06 01 e 17 05 03	Solido	5.660	Attività manutenzione	5	Big bag	D15
17 09 04	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02, 17 09 03	Solido	70.980	Materiali di demolizione presenti nei cumuli area ex socomet	-	-	R13
19 13 08	Rifiuti liquidi acquosi e concentrati acquosi prodotti dalle operazioni di risanamento delle acque di falda, diversi da quelli di cui alla voce 19 13 07	Liquido	775.790	Attività risanamento acque di falda	-	-	D15
20 01 38	Legno, diverso da quello di cui alla voce 20 01 37	Solido	23.670	Attività manutenzione	5	Big bag	D15
20 01 39	Plastica	Solido	32.040	Attività manutenzione	5	Big bag	D15
20 02 01	Rifiuti biodegradabili	Solido	27.040	Attività manutenzione	5	Big bag	R13
20 03 01	Rifiuti urbani non differenziati	Solido	89.900	Attività manutenzione	6	Compattatore	D1
05 01 03*	Morchie depositate sul fondo dei serbatoi	Solido	20.940	Risanamento serbatoi	3	Fusto	D15
13 02 08*	Altri oli per motori, ingranaggi e	Liquido	8.070	Attività manutenzione	1	Serbatoio	R13

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"**

15 02 02*	lubrificazione Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	Solido	57.980	Attività manutenzione	3	Big bag	D15
16 06 01*	Batterie al piombo	Solido	7.710	Attività manutenzione	3	Big bag	R13
17 05 03*	Terre e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido	279.230	Attività manutenzione	3	Big bag	D15
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido	17.200	Attività manutenzione	3	Big bag	D15
17 06 05*	Materiali da costruzione contenenti amianto	Solido	77.260	Attività manutenzione	3	Big bag	D15
18 01 03*	Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni	Solido	9,64	Infermeria	7	Contenitore	D10
20 01 21*	Tubi fluorescenti e altri rifiuti contenenti mercurio	Solido	340	Attività manutenzione	3	Big bag	D15

Produzioni di rifiuti (capacità produttiva)							
CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità [Kg]	Fase di provenienza	Deposito		
					N. Area	Modalità	Destinazione
10 01 02	Ceneri leggere di carbone	Solido	416.016.908	Processo	2	Deposito all'aperto	D1/R5
10 01 05	Rifiuti solidi derivanti da reazioni a base di calcio nei processi di desolfurazione fumi	Solido	51.576.360	Processo	4	Deposito	D1/R5
10 01 07	Rifiuti fangosi prodotti da reazioni a base di calcio nei processi di desolfurazione fumi	Solido	16.040.866	Processo	4	Deposito	D1



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

I rifiuti sono depositati in apposita area, in parte coperta, (planimetria Allegato B.22) e le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

La Direzione dell'Impianto presta particolare attenzione alle possibilità di recupero dei rifiuti, viste in particolare per alcune tipologie di essi, prodotti in grandi quantità. In ogni caso, la possibilità di inviare il rifiuto a recupero è dipendente dalla richiesta del mercato, quindi, dalla capacità di ricezione da parte delle imprese. Enel opera sia con tecnologie e mezzi per migliorare la qualità dei rifiuti e la loro disponibilità per il recupero, sia sul mercato per incrementare la rete commerciale affinché sia massimizzata la quantità di rifiuto recuperata.

Mentre la Sezione 3 è dotata di un impianto per l'abbattimento della SO₂ appositamente dedicato (DeSOx), da cui vengono prodotti gessi, nella Sezione 2 invece, l'abbattimento della SO₂, così come quello degli NO_x, avvengono direttamente in caldaia e, all'uscita da questa, i fumi vengono inviati ai filtri a maniche per l'abbattimento delle polveri. Di conseguenza, mentre i residui derivanti dal trattamento dei fumi nel caso della Sezione 3 sono costituiti da gesso e ceneri prodotti separatamente, nel caso della Sezione 2 si ha produzione contemporanea di gessi e ceneri, smaltiti come ceneri. Le ceneri sono da considerarsi come un sottoprodotto del processo produttivo. Mentre quelle prodotte dalla Sezione 3 possono essere utilizzate in diversi settori dell'edilizia, quelle prodotte dalla Sezione 2, invece, attualmente non trovano impiego e, pertanto, devono essere smaltite in discarica.

La gestione dei rifiuti, dalla fase di produzione a quella di allontanamento dal sito, avviene secondo le procedure del Sistema di Gestione Ambientale, nelle quali, in particolare, sono specificati i criteri operativi da adottare al fine di garantire il rispetto delle prescrizioni previste dalla normativa vigente in materia di rifiuti. Tutti i rifiuti vengono identificati e classificati attraverso l'attribuzione del relativo codice CER, fin dalla loro produzione e successivamente depositati in adeguati contenitori dislocati nelle apposite aree di deposito presenti nel sito.

In particolare, per gli oli esausti (CER 13 02 08*) esiste una specifica istruzione operativa che definisce le modalità di conferimento al deposito preliminare (autorizzato per stoccaggio di 12 t di olio esausto). Gli oli esausti sono conservati in un serbatoio metallico ubicato all'interno di un bacino di contenimento, in apposita area segregata e coperta e sono completamente recuperati dal Consorzio Obbligatorio.

Lo stoccaggio degli altri rifiuti speciali è effettuato in conformità alle prescrizioni contenute nell'autorizzazione al deposito preliminare, ovvero all'interno di depositi o box coperti e pavimentati, dotati di sistemi di contenimento per eventuali sversamenti.

In tutto il sito della Centrale, infine, sono stati predisposti altri punti di raccolta per la raccolta di piccole quantità di rifiuti, identificati con il codice CER relativo ad ogni tipologia. I rifiuti vengono conferiti a ditte autorizzate, previa qualificazione e verifica della rispondenza dello stato autorizzativo alle normative vigenti.

Per tutte le fasi inerenti la movimentazione dei rifiuti, dalla generazione al conferimento, sono normalmente adottate specifiche procedure interne che garantiscono la conformità alla normativa vigente. La movimentazione interna avviene attraverso l'utilizzo di sistemi, quali tubazioni, carrelli, dumper e nastri trasportatori, idonei ad evitare dispersioni nell'ambiente circostante. Al fine di massimizzare le possibilità di recupero, i rifiuti prodotti sono gestiti in modo differenziato.

I depositi privi di copertura sono realizzati su superfici pavimentate e dotate di adeguata rete di drenaggio, raccolta e convogliamento delle acque di dilavamento all'impianto di trattamento acque



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

reflue (ITAR). Le aree di deposito destinate ai rifiuti pericolosi e non pericolosi sono oggetto di specifiche autorizzazioni e sono state realizzate nel rispetto dei requisiti di legge e delle prescrizioni tecniche richieste dalle Autorità competenti.

Oltre alle modalità per lo stoccaggio, la procedura relativa alla gestione dei rifiuti definisce anche le tipologie e i tempi di permanenza dei rifiuti gestiti in regime di deposito temporaneo. I controlli effettuati sulla produzione e, contestualmente, sullo smaltimento del rifiuto garantiscono il rispetto dei limiti quantitativi e temporali previsti dalla normativa.

L'allontanamento dei rifiuti prodotti presso la Centrale verso i siti di destinazione di recupero e/o smaltimento avviene ad opera di ditte autorizzate alle attività di trasporto. La sopraccitata procedura regola anche le modalità di verifica formale della esistenza e validità delle necessarie autorizzazioni, sia per quanto riguarda le ditte incaricate del trasporto sia per quanto riguarda gli impianti o le ditte cui i rifiuti sono destinati. A tal fine, in fase di appalto dell'attività viene preliminarmente richiesta alle Ditte una dichiarazione sulla non esistenza di accertamenti in corso nei loro confronti da parte di Autorità competenti, oltre che l'esplicito impegno ad indicare l'eventuale utilizzo di subappaltatori (nel qual caso vengono richiesti documenti di rintracciabilità del corretto smaltimento finale). Ulteriori verifiche e attività di sorveglianza vengono svolte da parte del personale interno, durante lo svolgimento delle attività di carico, sul corretto comportamento del fornitore.

4.4.4. Inquinamento acustico

Il territorio su cui ricadono gli impianti della Centrale, sono zonizzati, ai sensi della Legge N. 447 del 26 ottobre 1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico", con delibera N. 9 del 16 aprile 2008 varata dal Consiglio Comunale di Portoscuso.

Il piano di zonizzazione acustica adottato inserisce una parte dell'impianto in Classe VI ovvero in "Aree esclusivamente industriali". La restante parte dell'impianto della è stata inserita, nel suddetto piano, in Classe V ovvero in "Aree prevalentemente industriali".

Nel 2007 è stata effettuata una campagna di misure allo scopo di valutare i livelli di rumorosità verso l'ambiente esterno. Sulla base delle risultanze delle campagne in corrispondenza dei punti di misura posti nel perimetro della Centrale, a causa del superamento dei limiti di immissione da parte del livello di rumore ambientale misurato nei punti di misura denominati 6 e 13 (punti di cui nella planimetria allegata al documento relativo alla campagna del 2007), il Gestore è intervenuto con interventi di insonorizzazione per mitigare gli effetti del rumore in corrispondenza del punto 13, mentre, per il punto 6, ha evidenziato che il superamento del limite normativo è legato ad attività antropiche adiacenti alla CTE.

Successivamente, con la nuova documentazione integrativa sul rumore, il Gestore ha comunicato il "*Progetto monitoraggio rumore ambientale centrale termoelettrica Grazia Deledda*" per la scelta dei punti di misura utili ad un monitoraggio del rumore ambientale prodotto dalla CTE. Nelle conclusioni del documento integrativo il Gestore evidenzia che i punti di misura relativi alla valutazione delle emissioni sonore sono stati individuati sul profilo di proprietà ENEL per poter verificare che la perturbazione eventuale, generata dall'isola produttiva, non induca variazioni tali da superare i limiti imposti dalla normativa vigente. Il Gestore specifica altresì che, laddove i livelli di pressione sonora prodotti dalla condizione di funzionamento dell'impianto variassero in maniera evidente fino a generare livelli di rumorosità superiori ai valori definiti dalla zonizzazione acustica, egli si renderà disponibili ad operare, per limitare l'evento, con risorse tali da far rientrare i parametri all'interno dei limiti stabiliti. E' opportuno evidenziare che la direzione dell'UB Sulcis ha



intrapreso un'interlocuzione presso gli organi competenti per fare in modo che *tutta* l'area di pertinenza della centrale "Sulcis Grazia Deledda" sia opportunamente inserita, nella sua interezza, nella classificazione acustica di "Aree esclusivamente industriali" ovvero in Classe VI.

4.4.5. Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Nella scheda B.17 relativa le linee di impatto, il Gestore esclude qualsiasi forma di impatto su suolo, sottosuolo e acque sotterranee, eccezion fatta per i consumi di risorse idriche sotterranee nell'ambito degli impatti sulle acque sotterranee.

Si rimanda comunque a quanto descritto nei paragrafi precedenti per quanto attiene le specifiche misure adottate dal Gestore per scongiurare forme di contaminazione sul suolo, sottosuolo e acque sotterranee.

4.4.6. Sorgenti di odori

L'allegato B.15, relativo agli odori, rappresenta che non ci sono sorgenti note di odori e nemmeno segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto.

Il Gestore specifica comunque che l'unica attività dalla quale potrebbero derivare emissioni odorogene consiste nello stoccaggio delle biomasse. Considerato però che i tempi di permanenza delle biomasse nel parco sono limitati (7-10 giorni), non si sono finora manifestati fenomeni significativi di fermentazione e quindi dispersione di odori.

4.4.7. Altre forme di contaminazione

Amianto

Allo stato attuale presso il sito della centrale Sulcis non è presente amianto, neppure sotto forma di eternit.

PCB/PCT

Il Gestore dichiara di aver provveduto al completamento dell'eliminazione delle quantità di olio contaminato da PCB presente nel sito nell'arco del quinquennio 2002-2006.

Campi elettromagnetici

Le campagne di misure del 2008 conclude che:

- Alta frequenza: i rilievi negli impianti/ambienti di pertinenza della centrale non sono interessati da campi elettromagnetici in alta frequenza.
- Bassa frequenza: i valori di campo elettrico e magnetico rilevati sono sempre inferiori ai valori di attenzione come definiti nel D.Lgs n. 257/2007.

Vibrazioni

Il Gestore specifica unicamente che le vibrazioni corpo intero misurate nelle postazioni adottate rientrano nel limite d'azione (0,5 m/sec²) anche per una permanenza continua di 8 ore.

5. IMPIANTO OGGETTO DELL'ISTANZA DI AIA

Nell'ambito dell'istanza di A.I.A., sono state compilate e presentate le sezioni della scheda C relative alle eventuali proposte di miglioramento o potenziamento degli impianti rispetto all'assetto attuale.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Nello specifico, le nuove tecniche proposte dal Gestore rispetto a quanto proposto con l'iniziale istanza di A.I.A., già descritte al capitolo precedente, consistono in:

- ottimizzazione parco biomasse esistente e realizzazione nuovo parco Area 1 N & S, Area 2;
- realizzazione e ottimizzazione di un sistema trasporto ceneri e relativi fabbricati per l'alloggiamento dei macchinari dedicati. Il nuovo assetto impiantistico rende, di fatto, il silo ceneri da 6.000 m³ parte integrante dell'impianto di produzione;
- copertura parziale carbonile;
- risistemazione delle reti di drenaggio fognaria (parco biomasse) e viaria relative ai nuovi interventi.

L'impianto oggetto di autorizzazione coincide con quello descritto al capitolo 4 in cui vengono contemplate anche le modifiche impiantistiche sopra descritte.

6. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

6.1. Introduzione

Il sito della Centrale è ubicato nella costa sud-occidentale della Sardegna, nella nuova provincia di Carbonia Iglesias nel Sulcis-Iglesiente, in corrispondenza della demarcazione tra le aree geografiche denominate Iglesias e Sulcis, in vista delle isole di S. Pietro (circa 8 km a sud-ovest) e di S. Antioco (circa 10 km a sud) e a circa 60 km da Cagliari.

La Centrale è ubicata nel territorio del comune di Portoscuso, nella zona industriale di Portovesme, ove sorgono anche altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni, operanti prevalentemente nei comparti minerario, energetico e metallurgico. Con Delibera del Consiglio dei Ministri del 30 novembre 1990 l'area comprendente oltre a Portoscuso, i comuni di Gonnese, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S. Antioco è stata dichiarata "ad elevato rischio di crisi ambientale". Nei pressi della Centrale Portoscuso operano anche la Centrale termoelettrica Enel Sulcis, facente parte integrante della UB Sulcis, l'Eurallumina (ossido di alluminio da bauxite), l'Alcoa (alluminio primario da ossido di alluminio), ILA (produzione laminati in alluminio) e la Portovesme s.r.l (zinco, piombo, cadmio). L'area è raggiungibile attraverso una buona rete viaria che la collega ai maggiori centri del Sulcis-Iglesiente.

Il territorio circostante è principalmente caratterizzato da superfici a copertura naturale (macchia foresta, boscaglia costiera, macchia bassa) e da aree agricole. Il clima del Sulcis Iglesias è condizionato dalla presenza della massa marina che gli conferisce carattere mite e rivierasco, nonché dalla conformazione corografica del territorio e dalla presenza delle due isole di San Pietro e Sant'Antioco. Questi fattori determinano frequenti modificazioni del regime dei venti e delle piogge ed una situazione di elevato soleggiamento dell'area. Le principali direzioni di provenienza dei venti sono NW (maestrale) e SE (scirocco).

L'andamento della costa presenta caratteri di marcata irregolarità e variabilità tipici delle coste sarde sud-occidentali. Il fondale antistante il sito presenta un canale d'ingresso al porto di Portovesme con una profondità di 13-14 metri.

Il sottosuolo, nelle profondità suscettibili di interazioni ambientali con le attività del sito, è composto prevalentemente da strati sabbiosi e da uno strato di riporto di sabbia e ghiaia. Dal punto di vista idrogeologico la formazione paleogenica del calcare a Milioliti rappresenta l'acquifero e la falda più importante del Bacino del Sulcis. L'area presenta inoltre vari piccoli bacini idrografici



costieri; i corsi d'acqua sono caratterizzati da un regime idrico tipicamente torrentizio, con lunghi periodi di secca che interessano in particolare i corsi minori.

6.2. Aria

La Regione Autonoma della Sardegna, con Deliberazione n.55/6 del 29/11/2005, ha approvato il Piano di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria ambiente, contenente sia la valutazione della qualità dell'aria e zonizzazione sia l'individuazione delle possibili misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi di cui al D.Lgs 351/1999.

La documentazione allegata al Piano identifica la zona di Portoscuso come potenzialmente critica (sulla base dei risultati di studi modellistici antecedenti) sia per la salute umana che per la vegetazione, indicando come misure tecnologicamente più efficaci per la riduzione delle emissioni in ambito industriale l'applicazione della migliore tecnologia disponibile, ivi compresa l'adozione di combustibili meno inquinanti.

Per quanto attiene la qualità dell'aria nel territorio circostante la CTE Sulcis "Grazia Deledda", si è preso atto di quanto riportato nell'ultima relazione annuale sulla qualità dell'aria: *Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2009*. Nel documento si legge quanto di seguito riportato.

L'area comprende diverse realtà emissive, di tipo industriale, minerario e urbano. Le attività più inquinanti sono localizzate nell'area industriale di Portoscuso, la quale ospita una serie di insediamenti industriali di diversa natura la cui produzione varia dalla energia elettrica, all'intera filiera dell'alluminio, ai metalli non ferrosi (piombo e zinco), ecc..

La rete presente nell'area è costituita da sette cabine, di cui quattro danno origine ad una sotto-rete intorno all'area industriale di Portoscuso; due delle stazioni dislocate attorno all'area industriale (CENPS2 e CENPS4) sono molto vicine alle fonti emissive e, specialmente la CENPS2, poco rappresentative ai fini della valutazione del rispetto dei limiti per la protezione della salute umana. Le altre tre stazioni di misura sono dislocate a Carbonia (CENCB1, non attiva nel 2009) e a Sant'Antioco (CENST1 e CENST2).

Le stazioni di misura dell'area, escludendo la CENCB1 che è stata disattivata nel 2006 e dovrebbe trovare entro la fine del 2010 una nuova sistemazione nel centro urbano di Carbonia nell'ambito dell'adeguamento tecnologico delle rete regionale, hanno avuto una funzionalità complessiva di dati validi delle stazioni del 90% contro il 91% del 2008.

Le stazioni di misura hanno registrato vari superamenti dei limiti relativi alle polveri sottili, al biossido di zolfo e all'ozono, **senza peraltro eccedere il numero massimo consentito dalla normativa:**

- per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di 35 volte in un anno civile): 21 superamenti nella CENPS2, 7 nella CENPS4, 12 alla CENPS6, 12 nella CENPS7, 2 nella CENST1 e 13 nella CENST2;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($350 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media oraria da non superare più di 24 volte in un anno civile): 1 superamento nella CENPS2 e 1 nella CENPS6;



- per il valore bersaglio per il 2010 per l'ozono ($120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 in un anno civile come media sui tre anni): 4 superamenti nella CENPS7.

Nell'anno precedente erano stati registrati:

- per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di 35 volte in un anno civile): 1 superamenti nella CENPS2, 12 nella CENPS4, 11 nella CENPS7, 5 nella CENST1 e 5 nella CENST2;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($350 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media oraria da non superare più di 24 volte in un anno civile): 5 superamenti nella CENPS4, 1 nella CENPS6 e 6 nella CENPS7;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di tre volte in un anno civile): 1 superamento nella stazione CENPS2, 2 nella CENPS4 e 1 superamenti nella CENPS7,
- per il valore bersaglio per il 2010 per l'ozono ($120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 in un anno civile come media sui tre anni): 4 superamenti nella CENPS7.

Rispetto all'anno precedente si registra quindi, complessivamente, una diminuzione dei superamenti per il biossido di zolfo, senza nessun superamento del limite giornaliero, una situazione di stabilità per l'ozono e l'aumento complessivo dei superamenti per i PM10.

La sola stazione CENPS7 rileva il benzene; la media annuale è pari a circa $0.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$, ben lontana dal limite di legge di $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il monossido di carbonio (CO) è misurato nella sola stazione CENPS4; la massima media mobile di otto ore è di $0.7 \text{mg}/\text{m}^3$. Le concentrazioni rilevate si mantengono quindi ampiamente entro il limite di legge ($10 \text{mg}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile di otto ore), così come l'anno precedente.

Il biossido di azoto ha medie annue che variano tra $5.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) e $11.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS7) e valori massimi orari compresi tra $44.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) e $82.2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS4); in entrambi i casi i valori considerati sono ben lontani dai limiti di legge (rispettivamente $42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e $210 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Rispetto all'anno precedente si assiste a una diminuzione dei principali indicatori statistici nelle centraline della zona industriale di Portoscuso.

L'ozono, rilevato solo dalla stazione CENPS7, ha un massimo valore orario pari a $150.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e massima media mobile di otto ore di $124.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$; i valori rispettano i limiti di legge, ma sono in leggero aumento per quanto riguarda la media annuale rispetto al 2008.

Per quanto riguarda le polveri sottili (PM10) si evidenzia, rispetto al 2008, il deciso aumento dei superamenti registrati nelle stazioni (67 contro 23 del 2008). I mesi in cui si è registrato il maggior numero di superamenti sono febbraio, maggio, luglio e dicembre nei quali si sommano circa il 75% dei superamenti complessivi. La media annua varia da $17.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) a $30.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS2), mentre le massime medie giornaliere da $76.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) a $97.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS6).

La situazione riguardo al biossido di zolfo, rispetto al 2008, manifesta una riduzione degli indicatori statistici delle concentrazioni. Ampiamente più bassi i valori registrati dalle due stazioni di Sant'Antioco. Le massime medie giornaliere di biossido di zolfo variano tra $3.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENST2 a $73.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENPS2, mentre i valori massimi orari da $26.3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENST1 a



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

703.0 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENPS2. I superamenti sono stati registrati il 30 aprile nella CENPS2 e l'11 agosto nella CENPS6.

In definitiva la situazione registrata nell'area risulta entro la norma per tutti gli inquinanti monitorati, con una diminuzione delle concentrazioni del biossido di zolfo, una situazione di stabilità per l'ozono e l'aumento complessivo dei superamenti per i PM10, in particolare nelle postazioni CENPS2 e CENPS6.

In particolare, per quanto attiene il parametro PM10, la relazione contiene un'analisi dell'inquinamento a scala regionale, evidenziando nelle conclusioni che: *"In definitiva, oltre a fenomeni locali, che spiegano le differenze tra i livelli di inquinamento di stazioni vicine e i superamenti limitati a singole aree, esistono fenomeni a scala regionale o sovra regionale, ancora da identificare con precisione, che possono verosimilmente spiegare il contemporaneo aumento delle concentrazioni (e dei superamenti) in molte stazioni di aree differenti in alcune specifiche giornate dell'anno. Il principale indiziato di questi fenomeni a scala regionale o sovra regionale è certamente l'apporto di polveri sahariane nel bacino del mar Mediterraneo, dovuto al verificarsi di particolari condizioni meteorologiche a scala continentale"*.

Nel corso della riunione del Gruppo Istruttore del 02/02/2010, il rappresentante dell'ARPA Sardegna ha fatto rilevare che nel giugno 2010 è stata ubicata, nella zona Nuraxi Figus (in prossimità dell'area industriale), un'ottava centralina per il monitoraggio della qualità dell'aria denominata CENNF1.

6.3. Acque

Con Deliberazione n.14/16 del 04/04/2006 la Regione Autonoma della Sardegna ha approvato il Piano di Tutela delle Acque (PTA) ai sensi del previgente D.Lgs 152/1999.

Si riportano di seguito alcune indicazioni estratte dalla documentazione allagata al PTA relativamente alla zona di interesse:

- i documenti riportano che i centri di pericolo potenziale più rilevanti sono dati dagli insediamenti industriali di Portoscuso - Portovesme. Tuttavia, per quanto riguarda le acque marino-costiere, viene evidenziato come gli esiti del monitoraggio, a causa di difficoltà logistiche, non consentano di pervenire a una classificazione e di conseguenza ad una identificazione delle criticità esistenti;
- I carichi potenziali di origine industriale sono: BOD5 = 138,86 t/anno, COD = 526,74 t/anno, N = 30,62 t/anno, P = 0,24 t/anno e le corrispondenti principali attività produttive "produzione di altri prodotti alimentari, fonderie, trattamento e rivestimento dei materiali", "lavorazioni meccanica generale, fabbricazione di elementi da costruzione in metallo";
- il corpo idrico "Peschiera di Boi Cerbus", rientrante nel Comune di Portoscuso, ricade in area sensibile.

Inoltre, nell'ambito delle acque superficiali e di quelle sotterranee, la documentazione istruttoria evidenzia quanto di seguito riportato.

Acque superficiali:

Il drenaggio acido (DA), una delle problematiche ambientali connesse al sito del SULCIS e a tutte le aree adibite ad estrazione mineraria, consiste nella produzione di acidi che avviene quando materiali ricchi di solfuri contenuti nella roccia sterile e negli sterili sono esposti all'ossigeno e



all'acqua e reagiscono con essi formando acidi solforici. L'acido solforico discioglie i metalli che vengono messi in circolo nell'ambiente da fenomeni dilavamento, ruscellamento e circolazione idrica superficiale e sotterranea, con ripercussioni gravi e prolungate sulle matrici ambientali, la flora e la fauna. Pur non esistendo nel Comune di Portoscuso centri minerari, in zone immediatamente limitrofe sono, tuttavia, presenti le miniere di carbone di Seruci e Nuraxi Figus (Comune di Gonnese) e di Cortoghiana (Comune di Carbonia), le quali insistono sui bacini idrografici relativi a corsi d'acqua che attraversano il comune di Portoscuso.

Acque sotterranee:

Lo stato qualitativo delle acque di falda presenta una situazione complessa, con metalli diffusamente presenti; le evidenze di contaminazione si concentrano principalmente in due settori del sito: la parte nord-orientale e l'area meridionale del parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda". La contaminazione da parte di metalli appare estesa a tutta l'area del sito, ed interessa anche i piezometri posti a monte, nel senso del gradiente idraulico, rispetto agli impianti della Centrale. Si tratta dunque di una contaminazione diffusa su un'area vasta, che non origina necessariamente all'interno del sito.

Tra le passate attività che possono avere originato un rilascio di metalli, la più importante, dal punto di vista del rischio di contaminazione delle acque sotterranee, è costituita dall'accumulo delle ceneri da combustione presso l'ex-parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda". Le ceneri da olio combustibile presentano un tenore elevato solo di alcuni metalli, in particolare vanadio e nichel, nel campo delle unità per cento in peso, e questi due metalli sono molto mobili in acqua, in particolare il Vanadio, che forma ossoanioni e ossocazioni facilmente solubili.

Le acque di falda non risultano contaminate da Vanadio o Nichel, neppure presso i piezometri situati all'interno del parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda".

Allo stato attuale non è stato ancora approvato il progetto di bonifica del sito e l'unico intervento di messa in sicurezza del sito, consiste nell'emungimento acque da alcuni piezometri.

6.4. Suolo e sottosuolo

Lo stato qualitativo dei suoli del sito è caratterizzato da una diffusa presenza di metalli in concentrazioni eccedenti i Limiti Accettabili fissati dall'ex DM 471/99; tutti i superamenti delle CLA sono stati registrati principalmente negli strati superiori dei sondaggi, in corrispondenza del materiale di riporto e, in generale, le concentrazioni misurate sono dello stesso ordine di grandezza delle CLA. La presenza dei metalli nella matrice del terreno superficiale può essere ascritta a svariate cause:

- l'impiego, per riporti e riempimenti, di terreni provenienti dal vicino comprensorio minerario, ricchi in minerali di piombo, cadmio e zinco;
- la presenza di volumi residui di ceneri nell'area dell'ex parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda", per i quali i tenori di Nichel e Vanadio evidenziano la presenza anche di ceneri da olio combustibile;
- residui delle lavorazioni attuate dalle precedenti proprietà nelle aree acquisite da terzi.

Ciò costituisce un problema noto in tutta l'area del Comune di Portoscuso, come citato anche nel *Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente* elaborato dalla Regione Autonoma della Sardegna.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

6.5. Rumore

Il territorio su cui ricadono gli impianti della Centrale, sono zonizzati, ai sensi della Legge N. 447 del 26 ottobre 1995 "Legge quadro sull'inquinamento acustico", con delibera N. 9 del 16 aprile 2008 varata dal Consiglio Comunale di Portoscuso.

Il piano di zonizzazione acustica adottato inserisce una parte dell'impianto in Classe VI ovvero in "Aree esclusivamente industriali". La restante parte dell'impianto della è stata inserita, nel suddetto piano, in Classe V ovvero in "Aree prevalentemente industriali".

6.6. Siti di interesse comunitario

All'interno del territorio comunale sono presenti due Siti di Interesse Comunitari (SIC), perimetrati ai sensi della Direttiva "Habitat" 92/43/CEE:

- Punta S'Aliga, una stretta fascia peninsulare che delimita a ovest la peschiera di Boi Cerbus. In quest'area prevalgono oltre ad ambienti litoranei s.s. (spiagge, dune) aree a vegetazione spontanea di macchia.
- Costa di Nebida: comprendente il settore costiero che delimita a nord ovest il territorio comunale, anch'essa caratterizzata da vegetazione spontanea (macchia e pineta).

6.7. Siti di interesse nazionale

L'intero territorio comunale di Portoscuso, oltre a ricadere per intero nelle aree ad elevato rischio di crisi ambientale, interessate dal piano di disinquinamento di cui al DPCM 23.04.1993, è stato compreso all'interno del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese (D.M. 12 marzo 2003).

7. VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC

Di seguito viene rappresentato il confronto tra le migliori tecniche disponibili (MTD) per i grandi impianti di combustione, desunte dai documenti comunitari (BREF LCP - July 2006) e dalle Linee Guida nazionali (LG - pubblicate nel Supplemento Ordinario n. 29 alla Gazzetta Ufficiale del 03/03/2009, Serie Generale n. 51) vigenti e lo stato di fatto impiantistico della CTE, anche tenendo conto delle eventuali migliorie impiantistiche proposte per il futuro dal Gestore.

7.1. Sistemi di gestione ambientale

Produzione rifiuti (BREF)

MTD (BREF § 4. 5.1, § 5.5, § 6.5)

Implementazione di un sistema di gestione ambientale.

Stato:

- Certificazione ISO 14001, n. 14379/06/S con scadenza il 30/03/2012
- Registrazione EMAS, attestato n. E55 con scadenza il 06/05/2013
- Certificato BS OHSAS, n. 9192.ENLP con scadenza il 28/12/2012

7.2. Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime

Approvvigionamento e uso di carbone e materie prime

MTD (BREF LCP § 4.5.2)

Opzioni MTD per ridurre le emissioni di polveri generate dalla movimentazione e stoccaggio del carbone:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- *impiego di attrezzature di carico e scarico che minimizzino l'altezza di caduta del combustibile sul mucchio con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri*
- *nei paesi in cui non si verifica il congelamento, impiego di sistemi a spruzzo d'acqua dei cumuli di combustibile con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri*
- *coperture dei cumuli di combustibile*
- *inerbimento a lungo termine delle aree di stoccaggio del carbone con i fini di ridurre le emissioni diffuse di polveri e di scongiurare fenomeni di autocombustione a causa del contatto con l'ossigeno dell'aria*
- *sistemi di trasporto diretto dalla miniera all'area di stoccaggio*
- *posizionamento dei sistemi di trasporto in sicurezza e in aree fuori terra al fine di evitare che l'eventuale impatto con veicoli possa arrecarvi danno*
- *impiego di sistemi di pulizia dei nastri trasportatori con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri*
- *ausilio di sistemi di trasporto idonei dotati di sistemi di filtrazione sui punti di scambio con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri*
- *razionalizzazione dei sistemi di trasporto con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri all'interno del sito*
- *adeguatezza del progetto, delle pratiche costruttive e della manutenzione*

Stato:

L'approvvigionamento del carbone nazionale avviene tramite automezzi. Gli automezzi utilizzati sono dotati di sistemi di trattenuta delle polveri quali portelloni o teloni copri carico.

L'approvvigionamento del carbone estero è generalmente assicurato via mare tramite chiatte/navi autoscaricanti che attraccano alla Banchina Enel Riva Est. Talvolta, in caso di necessità, l'approvvigionamento avviene tramite attracco di chiatte/navi al lato Ovest del Pontile Enel. Inoltre, in caso di navi di grossa stazza, per forniture di carbone notevoli, viene utilizzata la banchina commerciale.

Lo scarico delle chiatte/navi autoscaricanti dalla Banchina Enel Riva Est avviene tramite apposito braccio meccanico. Le chiatte autoscaricanti consentono di evitare ricadute di carbone nelle acque dello specchio d'acqua antistante la Banchina nella fase di scarico. Il carbone viene scaricato all'interno di un'apposita tramoggia e attraverso nastro trasportatore viene inviato al parco carbone.

Lo scarico delle chiatte/navi dal Pontile Enel avviene tramite gru scorrevole per tutta la lunghezza del pontile. Il carbone, attraverso un sistema di appositi nastri trasportatori, viene poi inviato al parco carbone.

Per lo scarico del carbone estero nella Banchina Commerciale vengono utilizzate gru a benna e pale meccaniche di proprietà dell'impresa portuale, personale dell'impresa portuale e/o della società di servizi, tramogge mobili di proprietà Enel date in comodato d'uso all'impresa portuale. Per limitare le dispersioni di polveri durante le operazioni di scarico, il carbone viene scaricato dalla gru nelle tramogge e successivamente sui camion fino al parco carbone.

Il carbone estero e nazionale viene quindi stoccato in un parco carbone della superficie di circa 40.000 m² e della capacità di circa 170.000 tonnellate, di cui 153.000 scoperto.

Il parco è dotato di una rete di contenimento polveri per limitarne la diffusione e di un sistema di nebulizzazione acque su carbonile.

Il combustibile viene predisposto su cumuli separati per qualità, opportunamente compattati ad una altezza massima di 8 metri per evitare lo spandimento di polveri fuori dal parco carbone.

Il carbone dal parco viene inviato tramite tramogge e nastri ai silos di esercizio e quindi in caldaia.

I nastri di trasporto sono coperti.

MTD (BREF LCP § 4.5.2)

Opzioni MTD per ridurre la contaminazione delle acque generata dallo stoccaggio del carbone:

- *stoccaggio del combustibile su superfici impermeabilizzate dotate di sistema di drenaggio, collettamento verso sistema di trattamento delle acque*
- *raccolta delle acque piovane che potrebbero lisciviare il combustibile e loro adeguato trattamento prima dello scarico*

Stato:

L'area è caratterizzata da una pendenza che consente la raccolta delle acque meteoriche verso un collettore recapitante in una vasca di accumulo e decantazione da circa 20 m³; le acque meteoriche accumulate vengono totalmente riutilizzate per irrigare le aree del carbonile o, in alternativa, inviate all'ITAR.

MTD (BREF LCP § 4.5.2)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Opzioni MTD per prevenire gli incendi nelle zone di stoccaggio del carbone:

- sorveglianza delle aree di stoccaggio del combustibile mediante sistemi automatici di rilevazione di incendi dovuti ad autocombustione e identificazione dei punti di rischio

Stato:

Il parco carbone è dotato di sistema antincendio opportunamente adeguato alle nuove esigenze (copertura parziale parco carbone). La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non contiene ulteriori specifiche in merito.

MTD (BREF LCP § 4.5.2)

Opzioni MTD per ridurre le emissioni di polveri generate dall'uso di calce e calcare:

- impiego di sistemi di trasporto chiusi, sistemi di trasferimento pneumatici e silos di stoccaggio dotati di adeguate apparecchiature di estrazione e filtrazione nei punti di consegna e trasferimento del materiale in modo da minimizzare il rilascio di polveri

Stato:

Il Gestore dichiara che la movimentazione della calce e del calcare viene effettuata mediante sistemi pneumatici.

MTD (BREF LCP § 4.5.2)

Opzioni MTD per ridurre i rischi da uso di ammoniaca:

- per lo stoccaggio di ammoniaca liquida, i serbatoi con capacità superiore a 100 m³ dovrebbero essere interrati e a doppia parete; i serbatoi con capacità inferiore o uguale a 100 m³ dovrebbero essere fabbricati con processo di ricottura
- per motivi di sicurezza è preferibile l'impiego di soluzioni acquose di ammoniaca rispetto allo stoccaggio e movimentazione di ammoniaca liquida

Stato:

Per lo stoccaggio dell'ammoniaca (soluzione al 24%) vengono utilizzati due serbatoi metallici fuori terra di capacità pari a 150 m³ ciascuno. L'approvvigionamento viene effettuato tramite autobotte. Dai due serbatoi l'ammoniaca viene alimentata direttamente in caldaia (nel caso della sezione di produzione SU2), e al sistema SCR (nel caso della sezione di produzione SU3). Non sono state fornite ulteriori specifiche.

Approvvigionamento e uso di biomasse e materie prime

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per ridurre le emissioni di polveri generate dalla movimentazione e stoccaggio del carbone:

- impiego di attrezzature di carico e scarico che minimizzino l'altezza di caduta del combustibile sul mucchio con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri, specialmente quando il combustibile è costituito da legno sminuzzato e biomasse secche
- impiego di sistemi a spruzzo d'acqua dei cumuli di combustibile con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri
- contenuto di umidità nella torba almeno del 40% in modo tale da ridurre la diffusione di polveri e al contempo evitare l'autoaccensione
- posizionamento dei sistemi di trasporto in sicurezza e in aree fuori terra al fine di evitare che l'eventuale impatto con veicoli possa arrecarvi danno
- impiego di sistemi di pulizia dei nastri trasportatori con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri
- per la torba secca e biomassa polverosa, confinamento dei sistemi di trasporto con adeguati sistemi di estrazione e filtrazione sui punti di trasferimento, al fine di ridurre la diffusione di polveri
- razionalizzazione dei sistemi di trasporto con il fine di ridurre le emissioni diffuse di polveri all'interno del sito
- adeguatezza del progetto, delle pratiche costruttive e della manutenzione

Stato:

Entro il 2011 il parco biomasse avrà una capacità di stoccaggio di 20.000 t distribuita su tre aree all'aperto con pavimentazioni in cemento. L'ampliamento degli attuali depositi biomasse deriva dalla necessità di ottimizzarne lo stoccaggio e ridurre la polverosità dell'ambiente circostante.

I nuovi depositi in Area 1 Nord, Area 1 Sud e nel nuovo settore Area 2, saranno costituiti da macrocelle con pavimentazione e muri di contenimento in cemento armato e questi ultimi di 8.00 m di altezza interna,



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

opportunamente maggiore rispetto alla massima altezza dei cumuli di cippato consentita dai mezzi meccanici così da ottenere una riduzione della polverosità nell'ambiente circostante. Le nuove macrocelle saranno dotate di impianto antincendio costituito da cannoni/monitori ad acqua a comando manuale su piattaforme poste alla quota di sommità dei nuovi muri di contenimento dei depositi, raggiungibili dall'esterno delle celle stesse tramite scale dedicate, realizzate in carpenteria metallica.

Il materiale sarà messo a parco utilizzando appositi camion cassonati ribaltabili, precedentemente pesati tramite la pesa di Centrale. Le biomasse saranno poste a parco a seconda della tipologia, mantenendo distinte le varie partite per tipologia e pezzatura. In particolare eventuale materiale non cippato verrà ridotto alla pezzatura nominale tramite apposita macchina cippatrice mobile, caricata utilizzando le pale meccaniche.

Per l'alimentazione nella Sezione 3, le biomasse vengono miscelate con il carbone ed alimentate in caldaia. Affinché i mulini esistenti del carbone possano ricevere anche la biomassa, questa viene immessa preliminarmente in un tritatore che consente di sminuzzarla fino a dimensioni compatibili con gli esistenti mulini (inferiori ai 3 mm).

Per l'alimentazione nella Sezione 2, le biomasse stoccate a parco vengono prelevate mediante pale meccaniche, caricate su camion e scaricate sulle due linee di alimentazione. Per ciascuna linea, le biomasse vengono scaricate su una tramoggia a fondo oscillante, da cui, mediante appositi nastri trasportatori, vengono inviate al sistema di trattamento, in cui avviene la rimozione da eventuali corpi estranei ferrosi nei deferrizzatori e dal materiale metallico non ferroso nei separatori magnetici. Successivamente le biomasse vengono convogliate all'interno di un vaglio stellare (uno per ogni linea) che elimina il materiale fuori pezzatura.

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per ridurre la contaminazione delle acque generata dallo stoccaggio della biomassa:

- stoccaggio del combustibile su superfici impermeabilizzate dotate di sistema di drenaggio, collettamento verso sistema di trattamento delle acque
- raccolta delle acque piovane che potrebbero lisciviare il combustibile e loro adeguato trattamento prima dello scarico

Stato:

Le acque reflue provenienti dal dilavamento meteorico del cippato stoccato nel parco biomasse (Area 1 Nord, Area 1 Sud e Area 2) verranno raccolte attraverso la rete di drenaggio stradale. Tali acque, provenienti dalle tre aree sopra citate, previa raccolta nella vasca di raccolta acque acide-alcaline, verranno trasferite all'impianto di trattamento acque reflue (ITAR) a servizio dell'intera Centrale termoelettrica, e, dopo trattamento, saranno restituite come acque ad uso industriale e interamente riutilizzate nei processi di Centrale.

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per la stabilità di combustione della biomassa:

- effettuazione di controlli sulla qualità della biomassa consegnata memorizzando i dati su un PC centrale logistica
- garantire che, nell'ambito della co-combustione di differenti tipi di biomasse, vi siano due o più sistemi di stoccaggio in modo tale la qualità della miscela di combustibili possa essere controllata

Stato:

Le biomasse saranno poste a parco a seconda della tipologia, mantenendo distinte le varie partite per tipologia e pezzatura.

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per prevenire gli incendi nelle zone di stoccaggio della biomassa:

- sorveglianza delle aree di stoccaggio del combustibile mediante sistemi automatici di rilevazione di incendi dovuti ad autocombustione e identificazione dei punti di rischio

Stato:

Le nuove macrocelle saranno dotate di impianto antincendio costituito da cannoni/monitori ad acqua a comando manuale su piattaforme poste alla quota di sommità dei nuovi muri di contenimento dei depositi, raggiungibili dall'esterno delle celle stesse tramite scale dedicate, realizzate in carpenteria metallica.

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per ridurre le emissioni di polveri generate dall'uso di calce e calcare:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- *impiego di sistemi di trasporto chiusi, sistemi di trasferimento pneumatici e silos di stoccaggio dotati di adeguate apparecchiature di estrazione e filtrazione nei punti di consegna e trasferimento del materiale in modo da minimizzare il rilascio di polveri*

Stato:

Il Gestore dichiara che la movimentazione della calce e del calcare viene effettuata mediante sistemi pneumatici.

MTD (BREF LCP § 5.5.1)

Opzioni MTD per ridurre i rischi da uso di ammoniaca:

- *per lo stoccaggio di ammoniaca liquida, i serbatoi con capacità superiore a 100 m³ dovrebbero essere interrati e a doppia parete; i serbatoi con capacità inferiore o uguale a 100 m³ dovrebbero essere fabbricati con processo di ricottura*
- *per motivi di sicurezza è preferibile l'impiego di soluzioni acquose di ammoniaca rispetto allo stoccaggio e movimentazione di ammoniaca liquida*

Stato:

Per lo stoccaggio dell'ammoniaca (soluzione al 24%) vengono utilizzati due serbatoi metallici fuori terra di capacità pari a 150 m³ ciascuno. L'approvvigionamento viene effettuato tramite autobotte. Dai due serbatoi l'ammoniaca viene alimentata direttamente in caldaia (nel caso della sezione di produzione SU2), e al sistema SCR (nel caso della sezione di produzione SU3).

Approvvigionamento e uso di combustibili liquidi e materie prime

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

Opzioni MTD per ridurre la contaminazione delle acque generata dallo stoccaggio di combustibili liquidi:

- *I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. I bacini di contenimento devono essere progettati per contenere tutto o in parte il volume (dal 50 al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dai serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere e associato agli allarmi in uso. I sistemi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.*
- *Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente e in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrate, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrate devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).*
- *Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possano essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.*

Stato:

Il parco olio combustibile è costituito da n° 3 serbatoi di stoccaggio olio combustibile da circa 25.000 m³ ciascuno e n° 2 serbatoi di servizio olio combustibile da circa 7.500 m³ ciascuno, collocati all'interno di bacini di contenimento impermeabilizzati di capacità complessiva pari a 37.350 m³.

Il parco di stoccaggio gasolio agevolato per la produzione di energia è costituito da due serbatoi cilindrici a tetto fisso: uno da 1.000 m³ (TK1) in esercizio, uno da 400 m³ (TK2) di riserva, una stazione di scarico autobotti ed una condotta per l'alimentazione del gruppo. I suddetti serbatoi sono collocati all'interno di bacini di contenimento impermeabilizzati di capacità prossima al volume effettivo di stoccaggio. La movimentazione interna del gasolio avviene tramite linee di collegamento al gruppo di produzione. L'impianto di stoccaggio e distribuzione del gasolio agevolato è sottoposto a verifica AdD (relativa al deposito oli minerali) che provvede a suggellare tutte le linee, i serbatoi e ad effettuare i controlli periodici per verificare se i consumi dichiarati sono quelli indicati dalla stazione dei contatori fiscali.

Il gasolio non agevolato viene approvvigionato in serbatoi minori con autocisterna di una ditta esterna che provvede, all'occorrenza, a consegnare il quantitativo di gasolio necessario ai vari mezzi dell'impianto. Al momento della consegna i mezzi da rifornire vengono riuniti nel piazzale del carbonile dove viene eseguito il travaso



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

dall'autocisterna ai vari mezzi.

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

Opzioni MTD per ridurre le emissioni di polveri generate dall'uso di calce e calcare:

- *impiego di sistemi di trasporto chiusi, sistemi di trasferimento pneumatici e silos di stoccaggio dotati di adeguate apparecchiature di estrazione e filtrazione nei punti di consegna e trasferimento del materiale in modo da minimizzare il rilascio di polveri*

Stato:

Il Gestore dichiara che la movimentazione della calce e del calcare viene effettuata mediante sistemi pneumatici.

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

Opzioni MTD per ridurre i rischi da uso di ammoniaca:

- *per lo stoccaggio di ammoniaca liquida, i serbatoi con capacità superiore a 100 m³ dovrebbero essere interrati e a doppia parete; i serbatoi con capacità inferiore o uguale a 100 m³ dovrebbero essere fabbricati con processo di ricottura*
- *per motivi di sicurezza è preferibile l'impiego di soluzioni acquose di ammoniaca rispetto allo stoccaggio e movimentazione di ammoniaca liquida*

Stato:

Per lo stoccaggio dell'ammoniaca (soluzione al 24%) vengono utilizzati due serbatoi metallici fuori terra di capacità pari a 150 m³ ciascuno. L'approvvigionamento viene effettuato tramite autobotte. Dai due serbatoi l'ammoniaca viene alimentata direttamente in caldaia (nel caso della sezione di produzione SU2), e al sistema SCR (nel caso della sezione di produzione SU3).

7.3. Pretrattamento del combustibile

Pretrattamento del combustibile

MTD (BREF LCP § 4.5.3)

Blending (omogenizzazione) del carbone e miscelazione del carbone con altri combustibili: consentono la stabilizzazione della combustione riducendo le emissioni di picco.

Sostituzione del combustibile con altro combustibile con migliore profilo ambientale.

STATO:

Il carbone utilizzato nelle due sezioni di produzione è costituito da una miscela di carbone estero con carbone nazionale caratterizzati da tenori di zolfo estremamente diversi (in media 0,7 % di S per il carbone estero e 6,5 % di S per il carbone nazionale). Inoltre tale miscela di carbone viene alimentata nelle caldaie per la co-combustione con le biomasse (il cui tenore di zolfo è trascurabile rispetto a quello contenuto nel carbone).

MTD (BREF LCP § 5.5.2)

Ai fini di consentire una combustione stabile, sono considerate MTD la classificazione delle biomasse da utilizzare in funzione delle dimensioni e del loro grado di contaminazione. Per la verifica del grado di contaminazione si procede con analisi.

Per aumentare l'efficienza termica delle centrali elettriche alimentate con la torba, la loro asciugatura viene considerata MTD.

Per ridurre il contenuto d'acqua ed aumentare conseguentemente l'efficienza termica della combustione della torba nelle caldaie, viene considerata MTD l'essiccazione di tale combustibile in apposito deposito.

STATO:

Le biomasse alimentate nelle caldaie delle due sezioni di produzione vengono ridotte di pezzatura.

MTD (BREF LCP § 6.5.2)

Per i combustibili liquidi quale l'OCD, viene considerata MTD il loro trattamento mediante riscaldamento, utilizzo di sistemi di dosaggio de-emulsionante (per rompere l'emulsione di olio), l'utilizzo di separatori centrifughi o elettrostatici per la rimozione delle impurità solide, sistemi di dosaggio di additivi per aumentare il punto di fusione del vanadio come prodotto di ossidazione.

STATO:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

La presenza di tali eventuali pratiche non è stata indicata nella documentazione allegata l'istanza di autorizzazione.

7.4. Combustione

Combustione

MTD (BREF LCP § 4.5.4)

Nella combustione del carbone e della lignite vengono considerate MTD la combustione di combustibile polverizzato (PV), la combustione a letto fluido (CFBC e BFBC), la combustione a letto fluido pressurizzato (PFBC) e la combustione su griglia.

L'ausilio di sistemi avanzati di controllo computerizzato consentono un elevato rendimento delle caldaie in condizioni di combustione estreme supportando al contempo la riduzione delle emissioni.

STATO:

La sezione di produzione SU2 si caratterizza per essere una caldaia a letto fluido a pressione atmosferica.

La sezione di produzione SU3 è invece una caldaia tradizionale che può essere annoverata tra quelle in cui si effettua la combustione di combustibile polverizzato.

Entrambe le sezioni di produzione sono dotate di sistemi di monitoraggio in continuo del macroinquinanti e dei parametri di processo.

MTD (BREF LCP § 5.5.3)

Nella combustione delle biomasse e della torba vengono considerate MTD la combustione a letto fluido (CFBC e BFBC) e la combustione su griglia.

L'ausilio di sistemi avanzati di controllo computerizzato consentono un elevato rendimento delle caldaie in condizioni di combustione estreme supportando al contempo la riduzione delle emissioni.

STATO:

La sezione di produzione SU2 si caratterizza per essere una caldaia a letto fluido a pressione atmosferica.

La sezione di produzione SU3 è invece una caldaia tradizionale che può essere annoverata tra quelle in cui si effettua la combustione di combustibile polverizzato.

Entrambe le sezioni di produzione sono dotate di sistemi di monitoraggio in continuo del macroinquinanti e dei parametri di processo.

7.5. Efficienze

Efficienza termica

MTD (BREF LCP § 4.5.5)

Il rendimento, per impianti esistenti a carbone, conseguibile nelle caldaie con combustione del carbone polverizzato, in quelle a letto fluido e in quelle a letto fluido pressurizzato varia nel range 36÷40% in funzione delle caratteristiche specifiche dell'impianto.

STATO:

Il rendimento della sezione SU2, alimentata con un mix di carboni e biomasse, si attesta intorno al 40%.

Il rendimento della sezione SU3, alimentata con un mix di carboni, biomasse ed eventualmente anche con OCD, si attesta intorno al 31%.

MTD (BREF LCP § 5.5.4)

Il rendimento conseguibile nelle caldaie a biomassa a griglia, Spreader-stoker e a letto fluido varia nel range 75÷90% in funzione delle caratteristiche specifiche dell'impianto.

STATO:

Il rendimento della sezione SU2, alimentata con un mix di carboni e biomasse, si attesta intorno al 40%.

Il rendimento della sezione SU3, alimentata con un mix di carboni, biomasse ed eventualmente anche con OCD, si attesta intorno al 31%.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.1)

L'ausilio di sistemi avanzati di controllo computerizzato consentono un elevato rendimento delle caldaie in condizioni di combustione estreme supportando al contempo la riduzione delle emissioni.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

STATO:

Il rendimento della sezione SU2, alimentata con un mix di carboni e biomasse, si attesta intorno al 40%.

Il rendimento della sezione SU3, alimentata con un mix di carboni, biomasse ed eventualmente anche con OCD, si attesta intorno al 31%.

7.6. Aria

Nel confronto dei livelli prestazionali tra lo stato di fatto (storico e capacità produttiva) e le MTD occorre tener presente che i livelli dichiarati dal Gestore sono conseguenza della combustione di un mix di carboni (estero e nazionale) con biomasse ed eventualmente con OCD. Di seguito sono stati pertanto riportati, come riferimento, le MTD e i relativi livelli prestazionali associati all'utilizzo di carbone, le MTD e i relativi livelli prestazionali associati all'utilizzo di biomasse, le MTD e i relativi livelli prestazionali associati all'utilizzo di combustibili liquidi (nel caso della sezione di produzione SU3).

Emissioni di SO₂ - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.8)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone con potenza termica > 300 MW: ridotto tenore di zolfo nel carbone, iniezione di calcare in caldaia.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 100 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La camera di combustione della caldaia della sezione 2 di produzione (SU2), del tipo a letto fluido circolante (CFBC), viene alimentata in prevalenza con carbone estero (tenore di zolfo generalmente inferiore ad 1%) ed in parte con carbone locale (carbone Sulcis; il relativo tenore di zolfo può arrivare fino al 7%). Dal 2006 le due tipologie di carbone vengono alimentate in co-combustione con le biomasse locali, nazionali ed estere.

Nella caldaia della sezione di produzione SU2 viene iniettato calcare.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 235,68 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.7)

Il frequente ridotto contenuto di zolfo nelle biomasse implica valori di SO₂ generalmente inferiori a 50 mg/Nm² al 6% di O₂.

Stato:

La co-combustione della biomassa con gli altri combustibili non consente il conseguimento delle prestazioni emissive previste dai BREF.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 235,68 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.1.1)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido alimentate a carbone: iniezione di sorbente in caldaia.

Stato:

Nella camera di combustione della sezione di produzione SU2 viene iniettato calcare.

MTD (LG nazionali § 6.1.2)

Il contenuto di zolfo delle biomasse è praticamente trascurabile, tale da consentire, soprattutto nel caso di scarti legnosi, la loro combustione senza misure di desolfurazione (nel caso di impianti a letto fluido); tipiche concentrazioni nei fumi secchi al 6% di O₂: 50 mg/Nm³.

Stato:

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 235,68 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm³.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Emissioni di NO_x - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.9)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone, con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie quali air-staging e fuel-staging.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x riduce la temperatura di fiamma a 850 °C (ciò può essere conseguito a sua volta mediante tecnica primaria air-staging).

Nella caldaia a letto fluido circolante della sezione di produzione SU2, la combustione avviene a valori di temperatura molto inferiori a quelli che caratterizzano un processo di combustione convenzionale (circa 800 °C rispetto ai 1.700 °C tipici della combustione nei processi convenzionali), con effetto positivo sul contenimento delle emissioni degli NO_x termici.

La gestione della distribuzione dell'aria all'interno della camera di combustione, associata alle basse temperature di combustione mantiene la concentrazione degli NO_x nei fumi in uscita della camera di combustione a valori inferiori a quanto richiesto per legge.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 120 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.8)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a biomasse, con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie quali distribuzione di aria o ricircolazione di flue-gas e, se necessario, NSCR oppure SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x riduce la temperatura di fiamma a 850 °C (ciò può essere conseguito mediante tecnica primaria air-staging). Inoltre, per il l'abbattimento degli NO_x dalla Sezione 2 (SU2) viene iniettata ammoniacca direttamente nella zona della caldaia denominata retropasso (processo NSCR).

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 120 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.2.1)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone: eccesso d'aria ridotto, air-staging, fuel staging, bruciatori a basso NO_x.

I livelli di abbattimento degli NO_x conseguibili con le opzioni sopra descritte valgono rispettivamente: 10÷44%, 10÷40%, 50÷60%, 25÷60%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x riduce la temperatura di fiamma a 850 °C (ciò può essere conseguito mediante tecnica primaria air-staging). La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa il livello di abbattimento degli NO_x conseguito.

MTD (LG nazionali § 6.2.2)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone: SCR, NSCR.

Il livello di abbattimento degli NO_x conseguibile con SCR si attesta all'80÷95% mentre quello conseguibile con NSCR si attesta al 30÷50%.

Stato:

Per il l'abbattimento degli NO_x dalla Sezione 2 (SU2) viene iniettata ammoniacca direttamente nella zona della caldaia denominata retropasso (processo NSCR).

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa il livello di abbattimento degli NO_x conseguito.

MTD (LG nazionali § 4.7.4)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a biomasse, con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie quali distribuzione di aria o ricircolazione fumi e, se necessario, NSCR oppure SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x riduce la temperatura di fiamma a 850 °C (ciò può essere conseguito mediante tecnica primaria air-staging). Inoltre, per il l'abbattimento degli NO_x dalla Sezione 2 (SU2) viene iniettata ammoniacca direttamente nella zona della caldaia denominata retropasso (processo NSCR).

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 120 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

Emissioni di Polveri - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.6)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone, con potenza termica > 300 MW: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 5 ÷ 20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU2 vengono inviati ai filtri a manica di cui è dotata l'unità di produzione.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 5,39 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 30 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.5)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a biomassa, con potenza termica > 300 MW: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 5 ÷ 20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU2 vengono inviati ai filtri a manica di cui è dotata l'unità di produzione.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 5,39 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 30 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.3)

Opzioni MTD per caldaie (in generale) alimentate a carbone: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU2 vengono inviati ai filtri a manica di cui è dotata l'unità di produzione.

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Opzioni MTD per caldaie (in generale) alimentate a biomassa, con potenze termiche superiori a 50 MWt: filtri a manica o depolveratori elettrostatici.

Livelli emissivi conseguibili (mediante ausilio di filtri a manica) per impianti esistenti: < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Livelli emissivi conseguibili (mediante ausilio di precipitatori elettrostatici) per impianti esistenti: 10÷20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU2 vengono inviati ai filtri a manica di cui è dotata l'unità di produzione.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 5,39 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 30 mg/Nm³.

Emissioni di CO - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.10)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone: completa combustione, adeguato progetto,



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: < 100 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 60,85 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 150 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.9)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a biomassa: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: nella parte medio-bassa dell'intervallo 50÷250 mg/Nm³ per caldaie a letto fluido (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 60,85 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 150 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 4.7.49)

Opzioni MTD per le caldaie (in generale) alimentate a biomassa: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50÷150 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 60,85 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 150 mg/Nm³.

Emissioni di HF ed HCl - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.11)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentate a carbone, le MTD per la riduzione degli SO₂ possono essere utilizzate quali MTD per la riduzione degli HCl ed HF.

Per le caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone, nel caso di iniezione di calcare in caldaia, il BREF di riferimento indica che i livelli conseguibili sono più elevati rispetto ai livelli conseguibili con sistema di desolfurazione ad umido o a secco (HCl = 1÷10 mg/Nm³; HF = 1÷5 mg/Nm³).

L'iniezione di calcare nella caldaia a letto fluido circolante consente il conseguimento dei seguenti livelli: 15÷30 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU2 adotta l'iniezione in caldaia di calcare quale processo per la riduzione delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (09/12/2009): HF = 0,261 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (09/12/2009): HCl = 0,198 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HF = 0,0451 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- Prova 2 (11/12/2009): HCl = 0,125 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.6.3)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a carbone, le MTD per la riduzione degli SO₂ possono essere utilizzate quali MTD per la riduzione degli HCl ed HF.

Per le caldaie a letto fluido circolante alimentate a carbone, nel caso di iniezione di calcare in caldaia, le Linee Guida nazionali di riferimento indicano che i livelli conseguibili sono molto più elevati rispetto ai livelli conseguibili con sistema di desolfurazione ad umido o a secco (HCl = 1÷10 mg/Nm³; HF = 1÷5 mg/Nm³).

L'iniezione di calcare nella caldaie a letto fluido circolante consente il conseguimento dei seguenti livelli: 15÷30 mg/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU2 adotta l'iniezione in caldaia di calcare quale processo per la riduzione delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (09/12/2009): HF = 0,261 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (09/12/2009): HCl = 0,198 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HF = 0,0451 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HCl = 0,125 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (BREF LCP § 5.5.10)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HCl prodotte si mantengono generalmente < 25 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HF prodotte si mantengono generalmente nel range 1÷5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU2 adotta l'iniezione in caldaia di calcare quale processo per la riduzione delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (09/12/2009): HF = 0,261 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (09/12/2009): HCl = 0,198 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HF = 0,0451 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HCl = 0,125 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HCl prodotte si mantengono generalmente < 25 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HF prodotte si mantengono generalmente nel range 1÷5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU2 adotta l'iniezione in caldaia di calcare quale processo per la riduzione delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (09/12/2009): HF = 0,261 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (09/12/2009): HCl = 0,198 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- Prova 2 (11/12/2009): HF = 0,0451 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (11/12/2009): HCl = 0,125 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

Emissioni di NH₃ - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 4.5.11)

Nella caldaie (in generale) alimentate a carbone, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella sezione SU2 l'ammoniaca viene iniettata direttamente in caldaia.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 1,66 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 4.6.3)

Nella caldaie (in generale) alimentate a carbone, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella sezione SU2 l'ammoniaca viene iniettata direttamente in caldaia.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 1,66 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.11)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomassa, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella sezione SU2 l'ammoniaca viene iniettata direttamente in caldaia.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 1,66 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomassa, l'emissione di NH₃ può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNOx di tipo NSCR ed SCR.

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Nella sezione SU2 l'ammoniaca viene iniettata direttamente in caldaia.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 1,66 mg/Nm³.

Emissioni di diossine e furani - Unità di Produzione SULCIS 2

MTD (BREF LCP § 5.5.12)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomasse, può essere assunto che i livelli di diossine e furani, soprattutto nella combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto di 0,1 ng/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (10/12/2009): PCDD+PCDF = 7,5E-10 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (16/12/2009): PCDD+PCDF = 3,31E-10 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.7.4)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomasse, può essere assunto che i livelli di diossine e furani, soprattutto nella combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto di $0,1 \text{ ng/Nm}^3$, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 6%.

Stato:

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (10/12/2009): PCDD+PCDF = $7,5E-10 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $O_2 = 6\%$)
- Prova 2 (16/12/2009): PCDD+PCDF = $3,31E-10 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $O_2 = 6\%$)

Emissioni di SO_2 - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.8)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone con potenza termica > 300 MW: ridotto tenore di zolfo nel carbone, DeSOx a umido, DeSOx spray dryer, Scrubber ad acqua di mare, tecniche di riduzione combinate per NOx ed SO_2 .

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: $20 \div 200 \text{ mg/Nm}^3$ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 6%.

Stato:

La camera di combustione della caldaia della sezione 3 di produzione (SU3) viene alimentata in prevalenza con carbone estero (tenore di zolfo generalmente inferiore ad 1%) ed in parte con carbone locale (carbone Sulcis; il relativo tenore di zolfo può arrivare fino al 7%). Dal 2006 le due tipologie di carbone vengono alimentate in co-combustione con le biomasse locali, nazionali ed estere.

I fumi in uscita dalla camera di combustione della sezione 3 (SU3), previo passaggio dai precipitatori elettrostatici, vengono avviati al sistema di trattamento DeSOx calcare/gesso ad umido.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): $303,96 \text{ mg/Nm}^3$.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm^3 .

MTD (BREF LCP § 5.5.7)

Il frequente ridotto contenuto di zolfo nelle biomasse implica valori di SO_2 generalmente inferiori a 50 mg/Nm^2 al 6% di O_2 .

Stato:

La co-combustione della biomassa con gli altri combustibili non consente il conseguimento delle prestazioni emissive previste dai BREF.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): $303,96 \text{ mg/Nm}^3$.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm^3 .

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)

Opzioni MTD per le caldaie alimentate a OCD con potenza termica > 300 MW: ridotto tenore di zolfo nel combustibile, co-combustione di gas e OCD con sistema DeSOx calcare/gesso a umido, scrubber ad acqua di mare, tecniche di riduzione combinate per NOx ed SO_2 .

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: $50 \div 200 \text{ mg/Nm}^3$ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 3%.

Stato:

Viene utilizzato OCD MTZ (S = 1,5%).

L'OCD viene utilizzato per gli avviamenti delle due sezioni di produzione subito dopo l'alimentazione del gasolio.

Nelle condizioni di normale funzionamento, relativamente alla sezione 3 (SU3), per integrare l'input energetico del mix di carbone che viene meno per indisponibilità dei mulini, viene utilizzato anche OCD.

I fumi in uscita dalla camera di combustione della sezione 3 (SU3), previo passaggio dai precipitatori elettrostatici, vengono avviati al sistema di trattamento DeSOx.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): $303,96 \text{ mg/Nm}^3$.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 400 mg/Nm^3 .

MTD (LG nazionali § 6.1.1)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Opzioni MTD per caldaie a carbone: utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo.

Stato:

Nella camera di combustione della sezione di produzione SU3 vengono alimentati in prevalenza il carbone estero (tenore di ossigeno alla capacità produttiva pari a circa 0,6%) e in parte carbone nazionale (carbone Sulcis con tenore di zolfo alla capacità produttiva pari a circa 6,2%).

MTD (LG nazionali § 6.1.2)

Per le caldaie a carbone o ad olio combustibile: utilizzo di sistema di desolforazione ad umido (processo calcare/gesso).

Efficienza di abbattimento conseguibile: 92÷98%.

Stato:

Il DeSOx adottato nella sezione di produzione SU3 è un impianto basato sul processo calcare/gesso ad umido a doppio stadio. Il sistema consente l'abbattimento degli SO₂ derivanti dalla combustione dell'olio combustibile denso (OCD) e dalla combustione del mix di carboni estero e nazionale (Sulcis) fino ad un massimo tenore di zolfo dell'8% (corrispondente al 100% di utilizzo di carbone Sulcis).

La documentazione allegata all'istanza di A.I.A. non evidenzia i livelli di abbattimento degli SO₂ conseguibili tramite DeSOx.

MTD (LG nazionali § 6.1.2)

Per le caldaie a carbone o ad olio combustibile: utilizzo di sistema di desolforazione a secco (processo spray dry).

Efficienza di abbattimento conseguibile: 85÷92%.

Stato:

La MTD sopra richiamata non è pertinente in quanto la sezione SU3 adotta un sistema DeSOx basato sul processo calcare/gesso ad umido.

MTD (LG nazionali § 6.1.2)

Per le caldaie a carbone o ad olio combustibile: iniezione di sorbente in caldaia.

Efficienza di abbattimento conseguibile: 40÷50%.

Stato:

La MTD sopra richiamata non è pertinente in quanto la sezione SU3 adotta un sistema DeSOx basato sul processo calcare/gesso ad umido.

MTD (LG nazionali § 6.1.2)

Per le caldaie a carbone o ad olio combustibile: iniezione di sorbente nei condotti fumi.

Efficienza di abbattimento conseguibile: 50÷90%.

Stato:

La MTD sopra richiamata non è pertinente in quanto la sezione SU3 adotta un sistema DeSOx basato sul processo calcare/gesso ad umido.

Emissioni di NO_x - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.9)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie (air e fuel staging, Low-NOx burner, reburning.) con SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 90 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato:

Viene utilizzato un sistema catalitico di abbattimento delle emissioni di NO_x (SCR). Il Gestore dichiara, altresì, di adottare quale tecnica primaria bruciatori a bassa emissione di NOx.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 141,74 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.2.1)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone: eccesso d'aria ridotto, air-staging, fuel staging, bruciatori a basso NOx.

I livelli di abbattimento degli NO_x conseguibili con le opzioni sopra descritte valgono rispettivamente: 10÷44%,



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

10÷40%, 50÷60%, 25÷60%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x adotta bruciatori a basso NO_x.

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa i livelli di abbattimento conseguibili con l'ausilio della tecnica sopra citata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 141,74 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.8)

Opzioni MTD per caldaie a letto fluido circolante alimentate a biomasse, con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie quali air-staging, fuel staging, bruciatori a basso NO_x e, se necessario, NSCR oppure SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

Viene utilizzato un sistema catalitico di abbattimento delle emissioni di NO_x (SCR). Il Gestore dichiara, altresì, di adottare quale tecnica primaria bruciatori a bassa emissione di NO_x.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 141,74 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.2.2)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone: SCR, NSCR.

Il livello di abbattimento degli NO_x conseguibile con SCR si attesta all'80÷95% mentre quello conseguibile con NSCR si attesta al 30÷50%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x adotta un sistema di riduzione catalitica SCR (DeNO_x).

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa i livelli di abbattimento conseguibili con l'ausilio della tecnica sopra citata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 141,74 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 200 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.4)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a OCD con potenza termica > 300 MW: combinazione di tecniche primarie (air e fuel staging, Low-NO_x burner, reburning, ecc.) in combinazione con SCR o tecniche combinate.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50 ÷ 150 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato:

Viene utilizzato un sistema catalitico di abbattimento delle emissioni di NO_x (SCR).

MTD (LG nazionali § 6.2.1)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a OCD: eccesso d'aria ridotto, air-staging, fuel staging, bruciatori a basso NO_x.

I livelli di abbattimento degli NO_x conseguibili con le opzioni sopra descritte valgono rispettivamente: 10÷44%, 10÷40%, 50÷60%, 25÷60%.

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x adotta bruciatori a basso NO_x.

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa le prestazioni emissive in caso di esclusivo utilizzo di OCD.

MTD (LG nazionali § 6.2.2)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a OCD: SCR, NSCR.

Il livello di abbattimento degli NO_x conseguibile con SCR si attesta all'80÷95% mentre quello conseguibile con NSCR si attesta al 30÷50%.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Stato:

Nella documentazione allegata all'istanza di autorizzazione il Gestore dichiara che per conseguire il contenimento delle emissioni di NO_x adotta un sistema di riduzione catalitica SCR (DeNO_x).

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa le prestazioni emissive in caso di esclusivo utilizzo di OCD.

Emissioni di Polveri - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.6)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone, con potenza termica > 300 MW: precipitatori elettrostatici (ESP) o filtri a manica (FF) in combinazione con sistema DeSO_x (processo a umido calcare/gesso "FGD wet").

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 5 ÷ 20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione di produzione SU3 è dotata di depolveratori elettrostatici (ESP) e sistema DeSO_x (processo a umido calcare/gesso).

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 13,79 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 50 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 6.3)

Per le caldaie alimentate carbone: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU3 vengono inviati ai precipitatori elettrostatici (ESP).

MTD (BREF LCP § 5.5.5)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a biomassa, con potenza termica > 300 MW: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 5 ÷ 20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione di produzione SU3 è dotata di depolveratori elettrostatici (ESP) e sistema DeSO_x (processo a umido calcare/gesso).

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 13,79 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 50 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Opzioni MTD per caldaie (in generale) alimentate a biomassa, con potenze termiche superiori a 50 MWt: filtri a manica o depolveratori elettrostatici.

Livelli emissivi conseguibili (mediante ausilio di filtri a manica) per impianti esistenti: < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Livelli emissivi conseguibili (mediante ausilio di precipitatori elettrostatici) per impianti esistenti: 10÷20 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione di produzione SU3 è dotata di depolveratori elettrostatici (ESP) e sistema DeSO_x (processo a umido calcare/gesso).

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 13,79 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 50 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.2)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a OCD, con potenza termica > 300 MW: precipitatori elettrostatici (ESP) o filtri a manica (FF) in combinazione con DeSO_x ad umido.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 5 ÷ 30 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato:

La sezione di produzione SU3 è dotata di depolveratori elettrostatici (ESP) e sistema di abbattimento DeSO_x del tipo calcare/gesso ad umido.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

MTD (LG nazionali § 6.3)

Per le caldaie alimentate a OCD: precipitatori elettrostatici (ESP), filtri a manica (FF).

Stato:

I fumi prodotti dalla sezione SU3 vengono inviati ai precipitatori elettrostatici (ESP).

Emissioni di CO - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.10)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a carbone: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 30÷50 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 66,51 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 250 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 5.5.9)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a biomassa: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: nella parte medio-alta dell'intervallo 50÷250 mg/Nm³ per caldaie tradizionali (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 66,51 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 250 mg/Nm³.

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Opzioni MTD per caldaie (in generale) alimentate a biomassa: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 50÷150 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

Le prestazioni emissive dichiarate allo storico (2009): 66,51 mg/Nm³.

Le prestazioni emissive dichiarate alla capacità produttiva: 250 mg/Nm³.

MTD (BREF LCP § 4.5.10)

Opzioni MTD per caldaie alimentate a OCD: completa combustione, adeguato progetto, monitoraggio, tecniche di controllo del processo, manutenzione del sistema di combustione.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra descritte per impianti esistenti: 30÷50 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato:

La Centrale termoelettrica Sulcis adotta, a detta del Gestore, ogni azione utile per ottimizzare la combustione e ridurre le emissioni, anche durante i transitori di avviamento e fermata attività. La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce specifiche circa la tecnica utilizzata.

La documentazione allegata all'istanza di autorizzazione non fornisce indicazioni circa le prestazioni emissive in caso di esclusivo utilizzo di OCD.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Emissioni di HF ed HCl - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.11)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a carbone, le MTD per la riduzione degli SO₂ possono essere utilizzate quali MTD per la riduzione degli HCl ed HF.

I livelli conseguibili con l'ausilio dei processi DeSOx ad umido a secco calcare/gesso sono: HCl = 1÷10 mg/Nm³ e HF = 1÷5 mg/Nm³.

Stato:

La sezione SU3 adotta il processo DeSOx ad umido calcare/gesso per l'abbattimento delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): HF = 2,33 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (18/11/2009): HCl = 0,193 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HF = 3,66 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HCl = 0,603 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.6.3)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a carbone, le MTD per la riduzione degli SO₂ possono essere utilizzate quali MTD per la riduzione degli HCl ed HF.

I livelli conseguibili con l'ausilio dei processi DeSOx ad umido a secco calcare/gesso sono: HCl = 1÷10 mg/Nm³ e HF = 1÷5 mg/Nm³.

Stato:

La sezione SU3 adotta il processo DeSOx ad umido calcare/gesso per l'abbattimento delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): HF = 2,33 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (18/11/2009): HCl = 0,193 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HF = 3,66 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HCl = 0,603 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (BREF LCP § 5.5.10)

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HCl prodotte si mantengono generalmente < 25 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HF prodotte si mantengono generalmente nel range 1÷5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 adotta il processo DeSOx ad umido calcare/gesso per l'abbattimento delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): HF = 2,33 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (18/11/2009): HCl = 0,193 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HF = 3,66 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HCl = 0,603 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.7.4)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HCl prodotte si mantengono generalmente < 25 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Nel caso di caldaie (in generale) alimentata a biomassa, le emissioni di HF prodotte si mantengono generalmente nel range 1-5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 adotta il processo DeSOx ad umido calcare/gesso per l'abbattimento delle emissioni di SO₂.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): HF = 2,33 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 1 (18/11/2009): HCl = 0,193 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HF = 3,66 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): HCl = 0,603 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

Emissioni di NH₃ - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 4.5.11)

Nella caldaie (in generale) alimentate a carbone, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): NH₃ = 0,0341 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): NH₃ = 0,118 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.6.3)

Nella caldaie (in generale) alimentate a carbone, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): NH₃ = 0,0341 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (14/12/2009): NH₃ = 0,118 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (BREF LCP § 5.5.11)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomassa, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di NH₃ < 5 mg/Nm³ (media giornaliera), in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): $\text{NH}_3 = 0,0341 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)
- Prova 2 (14/12/2009): $\text{NH}_3 = 0,118 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomassa, l'emissione di NH_3 può essere conseguenza dell'eccesso di reagente usato nei sistemi DeNOx di tipo NSCR ed SCR.

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di $\text{NH}_3 < 5 \text{ mg/Nm}^3$, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 6%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): $\text{NH}_3 = 0,0341 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)
- Prova 2 (14/12/2009): $\text{NH}_3 = 0,118 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)

MTD (BREF LCP § 6.5.3.6)

Nella caldaie (in generale) alimentate a OCD, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di $\text{NH}_3 < 5 \text{ mg/Nm}^3$, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 3%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): $\text{NH}_3 = 0,0341 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)
- Prova 2 (14/12/2009): $\text{NH}_3 = 0,118 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)

MTD (LG nazionali § 4.6.3)

Nella caldaie (in generale) alimentate a OCD, MTD come i sistemi SCR o NSCR comportano quali svantaggi il rilascio in atmosfera di ammoniaca non reagita (ammonia slip).

Può essere considerata MTD il conseguimento di concentrazioni di $\text{NH}_3 < 5 \text{ mg/Nm}^3$, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 3%.

Stato:

La sezione SU3 è dotata di sistema di abbattimento delle emissioni di NO_x del tipo SCR.

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU3 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (18/11/2009): $\text{NH}_3 = 0,0341 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)
- Prova 2 (14/12/2009): $\text{NH}_3 = 0,118 \text{ mg/Nm}^3$ (fumi secchi; 0°C , 101,3 KPa; $\text{O}_2 = 6\%$)

Emissioni di diossine e furani - Unità di Produzione SULCIS 3

MTD (BREF LCP § 5.5.12)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomasse, può essere assunto che i livelli di diossine e furani, soprattutto nella combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto di $0,1 \text{ ng/Nm}^3$, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 6%.

Stato:

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (10/12/2009): PCDD+PCDF = 3,95E-9 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (16/12/2009): PCDD+PCDF = 1,9E-9 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

MTD (LG nazionali § 4.7.4)

Nella caldaie (in generale) alimentate a biomasse, può essere assunto che i livelli di diossine e furani, soprattutto nella combustione del legno, possano essere agevolmente mantenuti al di sotto di 0,1 ng/Nm³, in condizioni normali (273,15; 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 6%.

Stato:

La campagna per la caratterizzazione (in discontinuo) delle emissioni di microinquinanti dalla sezione SU2 (Periodo 2009-Rapporto di sintesi), durante il normale programma di esercizio e con alimentazione a carbone, ha evidenziato i seguenti livelli emissivi:

- Prova 1 (10/12/2009): PCDD+PCDF = 3,95E-9 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)
- Prova 2 (16/12/2009): PCDD+PCDF = 1,9E-9 mg/Nm³ (fumi secchi; 0 °C, 101,3 KPa; O₂ = 6%)

7.7. Emissioni in acqua

Emissioni in acqua per le Centrali a carbone

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per le acque reflue generate dai sistemi di desolforazione ad umido (DeSOx):

- *per la rimozione del fluoruro, dei metalli pesanti, del COD e del particolato: trattamento delle acque mediante flocculazione, sedimentazione, filtrazione, scambio ionico e neutralizzazione;*
- *per la riduzione del contenuto di ammoniaca: riduzione di ammoniaca mediante air stripping, precipitazione o biodegradazione (solo se il contenuto dell'ammoniaca risulta alto a causa della presenza di un SCR o NSCR a monte);*
- *per la riduzione degli scarichi idrici: chiusura del ciclo di trattamento;*
- *per evitare sprechi di acque di scarico: miscelazione dei reflui con ceneri di carbone.*

Solidi	5÷30 [mg/l]
COD	<150 [mg/l]
Composti dell'azoto	<50 [mg/l]
Solfati	1.000÷2.000 [mg/l]
Solfiti	0,5÷20 [mg/l]
Solfuri	<0,2 [mg/l]
Fluoruro	1÷30 [mg/l]
Cd	<0,05 [mg/l]
Cr	<0,5 [mg/l]
Cu	<0,5 [mg/l]
Hg	0,01÷0,02 [mg/l]
Ni	<0,5 [mg/l]
Pb	<0,1 [mg/l]
Zn	<1 [mg/l]

Stato:

La sezione SU2 non è dotata di appositi impianti di abbattimento degli SO₂. Il dosaggio di reagenti (calcare per l'abbattimento dell'SO₂ e ammoniaca per l'abbattimento degli NOx) viene effettuato direttamente in caldaia.

La sezione SU3 è dotata di apposito impianto di abbattimento degli SO₂ calcare/gesso ad umido e di apposito di sistema di abbattimento degli NOx (SCR) immediatamente a valle del DeSOx.

Le sospensioni che si formano negli assorbitori del sistema DeSOx della sezione SU3 vengono trattate per separare i



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e per recuperarne le acque ai fini di ridurre gli effluenti dell'impianto. Nello specifico, la soluzione concentrata di gesso così ottenuta viene inviata ad un sistema di centrifugazione che ne riduce il contenuto di umidità entro il 10%; il gesso disidratato viene quindi inviato al capannone di stoccaggio mentre l'acqua separata viene ricircolata nell'impianto.

Per evitare che il particolato sottratto dai fumi in ingresso al prelavatore si concentri oltre valori di circa il 5%, le impurità rimosse, presenti nella soluzione, vengono inviate come spurgo all'apposito impianto di trattamento denominato TSD (Trattamento spurghi DeSOx). Nell'impianto TSD è prevista una idonea sezione atta all'abbattimento di mercurio, cadmio, selenio, metalli e solidi sospesi.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con reflui contenenti scorie di lavaggio: chiusura del ciclo mediante filtrazione o sedimentazione.

Stato:

Le sospensioni che si formano negli assorbitori del sistema DeSOx della sezione SU3 vengono trattate per separare i solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e per recuperarne le acque ai fini di ridurre gli effluenti dell'impianto.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui prodotti dalla rigenerazione resine scambiatrici degli impianti di demineralizzazione: neutralizzazione e sedimentazione.

Stato:

Le acque di rigenerazione delle resine scambiatrici vengono avviate all'ITAR in cui si susseguono operazioni di neutralizzazione primaria, flocculazione, chiarificazione, neutralizzazione finale, accumulo e controllo (T, pH, torbidità e oli), filtrazione su carboni attivi.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di lavaggio delle caldaie, dei preriscaldatori aria e dei precipitatori e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: neutralizzazione e chiusura del ciclo acque, oppure utilizzo di metodi di pulizia a secco.

Stato:

Le acque di lavaggio lato fumi delle caldaie e le acque di controlavaggio filtri vengono avviate all'ITAR. Solo una parte delle acque in uscita dall'ITAR viene recuperata per gli usi industriali.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di dilavamento delle superfici generati dalle acque meteoriche e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: sedimentazione o trattamento chimico e riuso interno.

Stato:

L'area del carbonile è caratterizzata da una pendenza che consente la raccolta delle acque meteoriche verso un collettore recapitante in una vasca di accumulo e decantazione da circa 20 m³; le acque meteoriche accumulate vengono totalmente riutilizzate per irrorare le aree del carbonile stesso o, in alternativa, inviate all'ITAR.

Le acque meteoriche provenienti da aree scoperte interessate dal movimento del combustibile e le acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi olio vengono inviate all'impianto di trattamento acque oleose (ITAO). Questo è costituito da un separatore a pacchi lamellari seguito da un flottatore, da un controllo parametri (pH, conducibilità e contenuto oli), da un sistema di filtri a sabbia e carboni attivi e un conseguente serbatoio di accumulo acqua trattata da 4.000 m³. Le acque trattate in uscita dall'ITAO vengono riutilizzate come acque industriali.

Emissioni in acqua per le Centrali a biomasse

MTD (BREF LCP § 5.5.14)

Per le acque reflue generate dai sistemi di desolfurazione ad umido (DeSOx):

- *per la rimozione del fluoruro, dei metalli pesanti, del COD e del particolato: trattamento delle acque mediante flocculazione, sedimentazione, filtrazione, scambio ionico e neutralizzazione;*
- *per la riduzione degli scarichi idrici: chiusura del ciclo di trattamento;*
- *per evitare sprechi di acque di scarico: miscelazione dei reflui con ceneri.*

Stato:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

La sezione SU2 non è dotata di appositi impianti di abbattimento degli SO₂. Il dosaggio di reagenti (calcare per l'abbattimento dell'SO₂ e ammoniaca per l'abbattimento degli NO_x) viene effettuato direttamente in caldaia.

La sezione SU3 è dotata di apposito impianto di abbattimento degli SO₂ calcare/gesso ad umido e di apposito di sistema di abbattimento degli NO_x (SCR) immediatamente a valle del DeSO_x.

Le sospensioni che si formano negli assorbitori del sistema DeSO_x della sezione SU3 vengono trattate per separare i solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e per recuperarne le acque ai fini di ridurre gli effluenti dell'impianto. Nello specifico, la soluzione concentrata di gesso così ottenuta viene inviata ad un sistema di centrifugazione che ne riduce il contenuto di umidità entro il 10%; il gesso disidratato viene quindi inviato al capannone di stoccaggio mentre l'acqua separata viene ricircolata nell'impianto.

Per evitare che il particolato sottratto dai fumi in ingresso al prelavatore si concentri oltre valori di circa il 5%, le impurità rimosse, presenti nella soluzione, vengono inviate come spurgo all'apposito impianto di trattamento denominato TSD (Trattamento spurghi DeSO_x). Nell'impianto TSD è prevista una idonea sezione atta all'abbattimento di mercurio, cadmio, selenio, metalli e solidi sospesi.

MTD (BREF LCP § 5.5.14)

Per ridurre le sostanze scaricate con reflui contenenti scorie di lavaggio: chiusura del ciclo mediante filtrazione o sedimentazione.

Stato:

Le sospensioni che si formano negli assorbitori del sistema DeSO_x della sezione SU3 vengono trattate per separare i solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e per recuperarne le acque ai fini di ridurre gli effluenti dell'impianto.

MTD (BREF LCP § 5.5.14)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui prodotti dalla rigenerazione resine scambiatrici degli impianti di demineralizzazione: neutralizzazione e sedimentazione.

Stato:

Le acque di rigenerazione delle resine scambiatrici vengono avviate all'ITAR in cui si susseguono operazioni di neutralizzazione primaria, flocculazione, chiarificazione, neutralizzazione finale, accumulo e controllo (T, pH, torbidità e oli), filtrazione su carboni attivi.

MTD (BREF LCP § 5.5.14)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di lavaggio delle caldaie, dei preriscaldatori aria e dei precipitatori e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: neutralizzazione e chiusura del ciclo acque, oppure utilizzo di metodi di pulizia a secco.

Stato:

Le acque di lavaggio lato fumi delle caldaie e le acque di controlavaggio filtri vengono avviate all'ITAR. Solo una parte delle acque in uscita dall'ITAR viene recuperata per gli usi industriali.

MTD (BREF LCP § 5.5.14)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di dilavamento delle superfici generati dalle acque meteoriche e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: sedimentazione o trattamento chimico e riuso interno.

Stato:

Le acque reflue provenienti dal dilavamento meteorico del cippato stoccato nel parco biomasse verranno raccolte attraverso la rete di drenaggio stradale. Tali acque, provenienti dalle tre aree sopra citate, previa raccolta nella vasca di raccolta acque acide-alcaline, verranno trasferite all'impianto di trattamento acque reflue (ITAR) a servizio dell'intera Centrale termoelettrica, e, dopo trattamento, saranno restituite come acque ad uso industriale e interamente riutilizzate nei processi di Centrale.

Emissioni in acqua per le Centrali a combustibili liquidi

MTD (BREF LCP § 6.5.3.7)

Per le acque reflue generate dai sistemi di desolforazione ad umido (DeSO_x):

- *per la rimozione del fluoruro, dei metalli pesanti, del COD e del particolato: trattamento delle acque mediante flocculazione, sedimentazione, filtrazione, scambio ionico e neutralizzazione;*
- *per la riduzione del contenuto di ammoniaca: riduzione di ammoniaca mediante air stripping, precipitazione o biodegradazione (solo se il contenuto dell'ammoniaca risulta alto a causa della presenza di un SCR o NSCR a*



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

monte);

- per la riduzione degli scarichi idrici: chiusura del ciclo di trattamento.

<i>Livelli di emissioni associati all'uso dei sistemi di desolforazione ad umido (DeSOx):</i>	
Solidi	5÷30 [mg/l]
COD	<150 [mg/l]
Composti dell'azoto	<50 [mg/l]
Solfati	1.000÷2.000 [mg/l]
Solfiti	0,5÷20 [mg/l]
Solfuri	<0,2 [mg/l]
F	1÷30 [mg/l]
Cd	<0,05 [mg/l]
Cr	<0,5 [mg/l]
Cu	<0,5 [mg/l]
Hg	0,01÷0,02 [mg/l]
Ni	<0,5 [mg/l]
Pb	<0,1 [mg/l]
Zn	<1 [mg/l]

Stato:

La sezione SU2 non è dotata di appositi impianti di abbattimento degli SO₂. Il dosaggio di reagenti (calcare per l'abbattimento dell'SO₂ e ammoniacca per l'abbattimento degli NO_x) viene effettuato direttamente in caldaia.

La sezione SU3 è dotata di apposito impianto di abbattimento degli SO₂ calcare/gesso ad umido e di apposito di sistema di abbattimento degli NO_x (SCR) immediatamente a valle del DeSO_x.

Le sospensioni che si formano negli assorbitori del sistema DeSO_x della sezione SU3 vengono trattate per separare i solidi contenuti (filtrazione, centrifugazione, decantazione) e per recuperare le acque ai fini di ridurre gli effluenti dell'impianto. Nello specifico, la soluzione concentrata di gesso così ottenuta viene inviata ad un sistema di centrifugazione che ne riduce il contenuto di umidità entro il 10%; il gesso disidratato viene quindi inviato al capannone di stoccaggio mentre l'acqua separata viene ricircolata nell'impianto.

Per evitare che il particolato sottratto dai fumi in ingresso al prelavatore si concentri oltre valori di circa il 5%, le impurità rimosse, presenti nella soluzione, vengono inviate come spurgo all'apposito impianto di trattamento denominato TSD (Trattamento spurghi DeSO_x). Nell'impianto TSD è prevista una idonea sezione atta all'abbattimento di mercurio, cadmio, selenio, metalli e solidi sospesi.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui prodotti dalla rigenerazione resine scambiatrici degli impianti di demineralizzazione: neutralizzazione e sedimentazione.

Stato:

Le acque di rigenerazione delle resine scambiatrici vengono avviate all'ITAR in cui si susseguono operazioni di neutralizzazione primaria, flocculazione, chiarificazione, neutralizzazione finale, accumulo e controllo (T, pH, torbidità e oli), filtrazione su carboni attivi.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di lavaggio delle caldaie, dei preriscaldatori aria e dei precipitatori e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: neutralizzazione e chiusura del ciclo acque, oppure utilizzo di metodi di pulizia a secco.

Stato:

Le acque di lavaggio lato fumi delle caldaie e le acque di controlavaggio filtri vengono avviate all'ITAR. Solo una parte delle acque in uscita dall'ITAR viene recuperata per gli usi industriali.

MTD (BREF LCP § 4.5.13)

Per ridurre le sostanze scaricate con i reflui di dilavamento delle superfici generati dalle acque meteoriche e, per ridurre le perdite dei stessi reflui: sedimentazione o trattamento chimico e riuso interno.

Stato:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

L'area del carbonile è caratterizzata da una pendenza che consente la raccolta delle acque meteoriche verso un collettore recapitante in una vasca di accumulo e decantazione da circa 20 m³; le acque meteoriche accumulate vengono totalmente riutilizzate per irrorare le aree del carbonile stesso o, in alternativa, inviate all'ITAR. Le acque meteoriche provenienti da aree scoperte interessate dal movimento del combustibile e le acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi olio vengono inviate all'impianto di trattamento acque oleose (ITAO). Questo è costituito da un separatore a pacchi lamellari seguito da un flottatore, da un controllo parametri (pH, conducibilità e contenuto oli), da un sistema di filtri a sabbia e carboni attivi e un conseguente serbatoio di accumulo acqua trattata da 4.000 m³. Le acque trattate in uscita dall'ITAO vengono riutilizzate come acque industriali.

7.8. Produzione di rifiuti

Produzione rifiuti (BREF)

MTD (BREF § 4. 5.1, § 5.5, § 6.5)

Implementazione di un sistema di gestione ambientale.

Stato:

- Certificazione ISO 14001, n. 14379/06/S con scadenza il 30/03/2012
- Registrazione EMAS, attestato n. E55 con scadenza il 06/05/2013
- Certificato BS OHSAS, n. 9192.ENLP con scadenza il 28/12/2012

MTD (BREF § 4. 5.14)

- *Riuso dei residui di combustione in funzione del contenuto di ceneri incombuste nelle ceneri e il contenuto di sostanze nocive come i metalli pesanti. Inoltre, la cenere ricca di carbonio incombusto può essere riciclata in caldaia.*
- *Utilizzo dei sottoprodotti di processo (dai sistemi di desolforazione) al posto di risorse naturali.*

STATO:

Le ceneri prodotte dalla sezione SU2 vengono avviate per intero allo smaltimento.

Le ceneri della sezione SU3 vengono avviate al recupero per il 77 % del totale prodotto, mentre il rimanente 23% va a smaltimento. In particolare, nell'ambito della sezione SU3, le ceneri con percentuale di incombusti inferiore al 10% vengono avviate a discarica; viceversa, le ceneri con percentuale di incombusti superiore al 10% vengono avviate a imprese di recupero.

I gessi prodotti dalla sezione SU2 vengono avviate per intero allo smaltimento.

I gessi della sezione SU3 vengono avviati al recupero per l'80 % del totale prodotto, mentre il rimanente 20% va a smaltimento.

MTD (BREF § 5. 5.15)

- *Riuso dei residui di combustione in funzione del contenuto di ceneri incombuste nelle ceneri e il contenuto di sostanze nocive come i metalli pesanti. Inoltre, la cenere ricca di carbonio incombusto può essere riciclata in caldaia.*
- *Utilizzo dei sottoprodotti di processo al posto di risorse naturali.*

STATO:

Le ceneri prodotte dalla sezione SU2 vengono avviate per intero allo smaltimento.

Le ceneri della sezione SU3 vengono avviate al recupero per il 77 % del totale prodotto, mentre il rimanente 23% va a smaltimento. In particolare, nell'ambito della sezione SU3, le ceneri con percentuale di incombusti inferiore al 10% vengono avviate a discarica; viceversa, le ceneri con percentuale di incombusti superiore al 10% vengono avviate a imprese di recupero.

MTD (BREF § 4. 5.14)

- *Riuso dei residui di combustione in funzione del contenuto di ceneri incombuste nelle ceneri e il contenuto di sostanze nocive come i metalli pesanti. Inoltre, la cenere ricca di carbonio incombusto può essere riciclata in caldaia.*
- *Utilizzo dei sottoprodotti di processo (dai sistemi di desolforazione) al posto di risorse naturali.*

STATO:

Le ceneri prodotte dalla sezione SU2 vengono avviate per intero allo smaltimento.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Le ceneri della sezione SU3 vengono avviate al recupero per il 77 % del totale prodotto, mentre il rimanente 23% va a smaltimento. In particolare, nell'ambito della sezione SU3, le ceneri con percentuale di incombusti inferiore al 10% vengono avviate a discarica; viceversa, le ceneri con percentuale di incombusti superiore al 10% vengono avviate a imprese di recupero.

I gessi prodotti dalla sezione SU2 vengono avviate per intero allo smaltimento.

I gessi della sezione SU3 vengono avviati al recupero per l'80 % del totale prodotto, mentre il rimanente 20% va a smaltimento.

8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base

- delle dichiarazioni fatte e gli impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e relativi allegati,
- delle ulteriori informazioni a integrazione di quelle già ricevute per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati, nonché dei chiarimenti e delle ulteriori informazioni fornite dal medesimo Gestore in occasione degli incontri con il G.I.,
- delle risultanze emerse nella fase istruttoria del procedimento,

motiva le proprie scelte prescrittive basandosi sull'opportunità di correlare l'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico in modo tale da garantire, anche successivamente, i più elevati livelli di protezione dell'ambiente che le migliori tecnologie via via disponibili permetteranno di conseguire in futuro, attraverso l'istituto del periodico rinnovo, nel rispetto della direttiva IPPC vigente.

La determinazione dei valori limite di emissione e le relative prescrizioni, basate in primo luogo sul rispetto dei criteri IPPC, non possono prescindere dai valori limite fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto in virtù delle disposizioni di cui al comma 3, art.7, D.Lgs 59/05. In virtù di quanto disposto dal comma 2, art.7, D.Lgs 59/05, devono altresì essere prese in considerazione le informazioni e/o conclusioni pertinenti di altri provvedimenti già rilasciati.

Nella determinazione dei valori limite di emissione in atmosfera degli ossidi di zolfo si è tenuto conto del fatto che le due sezioni di produzione vengono alimentate con un mix di combustibili tra i quali figura un carbone nazionale (carbone Sulcis) caratterizzato da un tenore di zolfo di circa 7%. Preso atto che, in generale, le BREF e le Linee Guida nazionali individuano, per tipologia impiantistica, delle prestazioni emissive legate ad un unico tipo di combustibile (carbone, biomasse, OCD, ecc.), considerato che le due sezioni di produzione vengono alimentate con un mix di combustibili carbone/biomasse e, nel caso della sezione 3, anche OCD, si è ritenuto opportuno fissare dei limiti emissivi "mediati" tra quelli indicati nei documenti di riferimento di cui sopra in funzione del mix in alimentazione.

9. PRESCRIZIONI

9.1. *Capacità produttiva*

Tutte le dichiarazioni rese dal Gestore, sotto la propria responsabilità, nella redazione della domanda ed in sede di integrazioni, chiarimenti e/o precisazioni, sono vincolanti ai fini della presente autorizzazione.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Tutte le procedure indicate dal Gestore nell'istanza di autorizzazione si intendono esplicitamente prescritte.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica, così come definita dal D.Lgs 59/05, dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

9.2. *Approvvigionamento di combustibili e materie prime*

a) Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A. dovrà essere presentato uno studio di fattibilità che preveda la minimizzazione della diffusione delle polveri dal parco carbone, anche mediante la copertura del carbonile, e la minimizzazione della diffusione delle polveri generate dai sistemi di trasporto del carbone dal porto alla Centrale. Lo studio dovrà contenere un confronto fra gli effetti migliorativi conseguibili con le varie ipotesi MTD ed un cronoprogramma di massima degli adeguamenti ipotizzati.

b) Dovranno essere messe in atto le adeguate pratiche gestionali atte a scongiurare fenomeni di autocombustione/incendio nel parco carbone e nel parco biomasse. A tal proposito dovrà essere redatta apposita relazione da mettere a disposizione dell'Ente di Controllo.

c) Dovrà essere implementata l'installazione di due deposimetri per il monitoraggio mensile delle emissioni di polveri dal carbonile. A tal fine, entro un anno dal rilascio dell'AIA, il Gestore è tenuto a presentare all'Autorità Competente apposita documentazione tecnica che specifichi la tipologia dei deposimetri da installare e il relativo posizionamento.

d) Entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A., i singoli serbatoi adibiti allo stoccaggio dell'olio combustibile dovranno essere dotati di bacini di contenimento impermeabilizzati caratterizzati da una capacità di contenimento pari al 100% della capacità di stoccaggio dei serbatoi che vi insistono. Analogamente, entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A., nel caso in cui più serbatoi adibiti allo stoccaggio dell'olio combustibile siano perimetrati dallo stesso bacino di contenimento, quest'ultimo dovrà essere impermeabilizzato e caratterizzato da una capacità di stoccaggio non inferiore al volume del serbatoio più grande che vi insiste.

e) Dovrà essere garantita la tenuta dei bacini di contenimento afferenti i serbatoi di stoccaggio del gasolio. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per ulteriori ed eventuali specifiche.

9.3. *Emissioni in atmosfera*

9.3.1. Emissioni convogliate

a) Valori limite di emissione per SO₂, NO_x, polveri e CO nella sezione di produzione SU2:

SU2	
Parametri inquinanti	Valori limite AIA [mg/Nm ³]
SO ₂	200 ^(a)
NO _x	200 ^(b)
Polveri	20 ^(c)
CO	150 ^(d)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- (a) Valore limite su base giornaliera, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 6%. Tale valore limite è aumentato di 10 mg/Nm^3 per ogni punto percentuale del carbone Sulcis impiegato, rispetto al totale su base oraria, sino ad un massimo di 400 mg/Nm^3 . Resta ferma la possibilità di riesame dell'A.I.A. nel caso di emanazione di nuove disposizioni comunitarie o nazionali.
- (b) Valore limite su base giornaliera, indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 6%.
- (c) Valore limite su base giornaliera, indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 6%.
- (d) Valore limite su base giornaliera, indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 6%.

Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A., dovrà essere presentato all'Autorità Competente uno studio di fattibilità che abbia come obiettivo quello di garantire, con riferimento alla capacità produttiva, un valore limite del flusso di massa di SO_2 ed un valore limite del flusso di massa del CO, su base annuale, non superiore a quello conseguibile assumendo come base di calcolo rispettivamente un valore di concentrazione pari a 200 mg/Nm^3 di SO_2 ed un valore di concentrazione pari a 100 mg/Nm^3 di CO.

I parametri inquinanti SO_2 , NO_x , polveri e CO dovranno essere monitorati in continuo insieme ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, umidità e portata volumetrica dell'effluente gassoso.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

b) Valori limite di emissione per HCl, HF, NH_3 e SOV nella sezione di produzione SU2:

SU2	
Parametri inquinanti	Valori limite AIA (*) [mg/Nm^3]
HCl	10
HF	5
NH_3	5 (**)
SOV	50

(*) Valore limite riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari a 6%.

(**) Valore limite giornaliero da rispettare entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A.. Nelle more si applica il valore limite di emissione giornaliero pari a 10 mg/Nm^3 .

Fatta eccezione per NH_3 e SOV che dovranno essere monitorati in continuo e intesi come valori medi giornalieri, per i parametri HCl ed HF, il monitoraggio potrà essere effettuato in discontinuo. Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

c) Valori limite di emissione per PCDD e PCDF nella sezione di produzione SU2:

I livelli di emissione di diossine e furani dovranno essere mantenuti entro il limite di $0,1 \text{ ng/Nm}^3$ riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari al 6%. Per quanto attiene il controllo del limite imposto si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

d) Valori limite di emissione per metalli e loro composti nella sezione di produzione SU2:

SU2



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti (*)	
Be	0,05 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	0,10 mg/Nm ³
As+Cr(VI)+Co+Ni(frazione respirabile e insolubile)	0,50 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (sotto forma di polvere)	1,00 mg/Nm ³
Sb+Cr(III)+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V	5,00 mg/Nm ³

(*) Valori limite, indipendenti dal mix di combustibili, riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi pari a 6%.

Per i metalli e loro composti, il monitoraggio dovrà essere effettuato in discontinuo.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

e) Per tutti gli altri pertinenti inquinanti generati durante il processo di combustione all'interno della caldaia a letto fluido circolante della sezione di produzione SU2 resta fermo il rispetto dei limiti normativi vigenti.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

f) I valori limite imposti alla sezione di produzione SU2 si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico (180 MW_e), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei limiti valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.

g) Dovrà altresì essere predisposto un piano di monitoraggio delle emissioni generate dal processo di combustione all'interno della caldaia a letto fluido circolante della sezione SU2 durante i periodi di funzionamento al di sotto del minimo tecnico nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, secondo le modalità previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Ente di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

h) Valori limite di emissione per SO₂, NO_x, polveri e CO nella sezione di produzione SU3:

SU3	
Parametri inquinanti	Valori limite AIA [mg/Nm ³]
SO ₂	200 ^(a)
NO _x	VLE _p ^(b)
Polveri	50 ^(c)
CO	150 ^(d)

(a) Valore limite su base mensile, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O₂) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi. Tale valore limite è aumentato di 10 mg/Nm³ per ogni punto percentuale del carbone Sulcis impiegato, rispetto al totale su base oraria, sino ad un massimo di 400 mg/Nm³. Il valore limite di emissione dovrà essere inteso come valore medio giornaliero entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A.. Resta ferma la possibilità di riesame dell'A.I.A. nel caso di emanazione di nuove disposizioni comunitarie o nazionali.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

(b) Valore limite ponderale su base mensile, calcolato moltiplicando ciascuno dei valori limite di emissione associati a ciascun combustibile in uso (valori limite assunti rispettivamente pari a: $VLE_p(\text{carbone})=200 \text{ mg/Nm}^3$, $VLE_p(\text{biomasse})=200 \text{ mg/Nm}^3$, $VLE_p(\text{OCD})=150 \text{ mg/Nm}^3$) per la rispettiva potenza termica ($P_t(\text{carbone})$, $P_t(\text{biomassa})$ e $P_t(\text{OCD})$ valutate dal Gestore) e dividendo il risultato della somma per la somma delle potenze termiche fornite da tutti i combustibili. Il tenore di ossigeno di riferimento nei fumi secchi dovrà essere valutato di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O_2) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi. Il valore limite di emissione ponderale sopra imposto dovrà essere inteso come valore medio giornaliero entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A..

(c) Valore limite su base mensile, valido tre anni dal rilascio dell'A.I.A., indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O_2) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi. Entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A. dovrà essere rispettato un valore limite di emissione su base giornaliera pari a 20 mg/Nm^3 .

(d) Valore limite su base mensile, valido tre anni dal rilascio dell'A.I.A., indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O_2) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi. Il valore limite di emissione sopra imposto dovrà essere inteso come valore medio giornaliero entro tre anni dal rilascio dell'A.I.A..

Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A., dovrà essere presentato all'Autorità Competente uno studio di fattibilità che abbia come obiettivo quello di garantire, con riferimento alla capacità produttiva, un valore limite del flusso di massa di SO_2 ed un valore limite del flusso di massa del CO, su base annuale, non superiore a quello conseguibile assumendo come base di calcolo rispettivamente un valore di concentrazione pari a 200 mg/Nm^3 di SO_2 ed un valore di concentrazione pari a 100 mg/Nm^3 di CO.

I parametri inquinanti SO_2 , NO_x , polveri e CO dovranno essere monitorati in continuo insieme ai seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione e umidità. Il monitoraggio in continuo della portata volumetrica dell'effluente gassoso dovrà essere attuato entro il primo semestre del 2012.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

i) Valori limite di emissione per HCl, HF, NH_3 e SOV nella sezione di produzione SU3:

SU3	
Parametri inquinanti	Valori limite AIA (*) [mg/Nm ³]
HCl	10
HF	5
NH_3	5
SOV	50

(*) Valore limite, indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O_2) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi.

Per i parametri HCl, HF ed NH_3 e SOV il monitoraggio potrà essere effettuato in discontinuo.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

l) Valori limite di emissione per PCDD e PCDF nella sezione di produzione SU3:

I livelli di emissione di diossine e furani dovranno essere mantenuti entro il limite di $0,1 \text{ ng/Nm}^3$ riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

3÷6 % di O₂) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi. Per quanto attiene il controllo del limite imposto si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

m) Valori limite di emissione per metalli e loro composti nella sezione di produzione SU3:

SU3	
Valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti (*)	
Be	0,05 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	0,10 mg/Nm ³
As+Cr(VI)+Co+Ni(frazione respirabile e insolubile)	0,50 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (sotto forma di polvere)	1,00 mg/Nm ³
Sb+Cr(III)+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V	5,00 mg/Nm ³

(*) Valore limite, indipendente dal mix di combustibili, riferito ad un tenore di ossigeno nei fumi secchi da valutare di volta in volta (all'interno del range 3÷6 % di O₂) in funzione dei contributi termici dei combustibili solidi e di quelli liquidi

Per i metalli e loro composti, il monitoraggio dovrà essere effettuato in discontinuo.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

n) Per tutti gli altri pertinenti inquinanti generati durante il processo di combustione all'interno della caldaia della sezione di produzione SU3 resta fermo il rispetto dei limiti normativi vigenti.

Per quanto attiene il controllo dei limiti imposti si rimanda ai contenuti del Piano di Monitoraggio e Controllo.

o) I valori limite imposti alla sezione di produzione SU3 si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico (80 MW_e), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei limiti valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.

p) Dovrà altresì essere predisposto un piano di monitoraggio delle emissioni generate dal processo di combustione all'interno della caldaia della sezione SU2 durante i periodi di funzionamento al di sotto del minimo tecnico nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, secondo le modalità previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Ente di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

q) Con riferimento alle due sezioni di produzione, SU2 e SU3, il Gestore è tenuto a implementare e redigere un protocollo di intesa con ARPA Sardegna affinché questa possa ricevere in telemetria i dati registrati dallo SME.

r) In occasione di eventuali fuori servizio dei gruppi di produzione SU2 e SU3, il Gestore dovrà provvedere a fornire immediata comunicazione ad ARPAS, ISPRA, Regione Sardegna ed Enti locali, con successivo inoltro di apposita relazione tecnica sulle cause dell'incidente ed i relativi rimedi posti in essere per il contenimento del medesimo.



9.3.2. Emissioni non convogliate

Al fine di contenere le emissioni non convogliate, diffuse e fugitive, il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione di perdite e alla riparazione (*Leak Detection and Repair*, LDAR) che dovrà essere trasmesso all'Ente di Controllo entro sei mesi dall'ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. Per quanto riguarda eventuali altre specifiche si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.4. Emissioni in corpo idrico

- a) Ciascuno degli scarichi parziali (scarichi interni) attivi, contribuenti allo scarico in mare SC1, dovrà essere caratterizzato in corrispondenza del relativo punto di campionamento. In ciascun punto di campionamento e per i pertinenti parametri inquinanti riscontrati in sede di caratterizzazione dovranno essere rispettati i valori limite per lo scarico in acque superficiali previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Le acque in uscita dallo scarico "*C3 meteoriche non inquinate*" non potranno comunque essere miscelate con quelle trattate derivanti dall'impianto ITAR prima del controllo analitico di queste ultime. Per ulteriori specifiche in merito alle modalità e tempistiche di controllo dei limiti imposti si rimanda al Piano di monitoraggio e Controllo.
- b) Ciascuno degli scarichi parziali (scarichi interni), contribuenti allo scarico in mare SC2, dovrà essere caratterizzato in corrispondenza del relativo punto di campionamento. In ciascun punto di campionamento e per i pertinenti parametri inquinanti riscontrati in sede di caratterizzazione dovranno essere rispettati i valori limite per lo scarico in acque superficiali previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Per ulteriori specifiche in merito alle modalità e tempistiche di controllo dei limiti imposti si rimanda al Piano di monitoraggio e Controllo.
- c) Per quanto attiene lo scarico finale SC3 (scarico di emergenza), la sua eventuale attivazione potrà avvenire solo in caso di piovosità superiore a 40 mm/h, effettuando comunicazione immediata alla Provincia e ad ARPAS. In caso di entrata in funzione dello scarico di emergenza SC3, in corrispondenza del relativo punto di campionamento e per i pertinenti parametri inquinanti riscontrati mediante caratterizzazione (nella vasca di decantazione), dovranno essere rispettati i valori limite per lo scarico in acque superficiali previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Entro 24 ore dall'interruzione dello scarico di emergenza SC3 dovrà essere trasmessa comunicazione agli Enti sopra citati contenente i dati del volume di refluo scaricato, nonché gli esiti delle analisi chimiche effettuate. Per ulteriori specifiche in merito alle modalità e tempistiche di controllo dei limiti imposti si rimanda al Piano di monitoraggio e Controllo.
- d) I referti analitici dovranno contenere anche il valore della portata rilevata al momento del campionamento.
- e) In ogni caso le determinazioni analitiche per il rispetto dei limiti sopra imposti dovranno essere conseguite escludendo forme di diluizione così come previsto dalla normativa vigente.
- f) Dovranno essere effettuare periodiche campagne di misura per la verifica del rispetto di un delta termico non superiore a 3 °C oltre i 1.000 metri dai punti di immissione SC1 ed SC2. Tenuto conto della vicinanza dei due punti di scarico, in deroga a quanto sopra disposto, l'Ente di Controllo potrà autonomamente disporre la verifica del delta termico in corrispondenza del solo punto di



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

immissione SC1 purché il Gestore dimostri allo stesso Ente, per il tramite di apposito studio, l'irrelevanza del contributo termico del punto di immissione SC2 rispetto all'SC1. Per ulteriori specifiche in merito alle modalità e tempistiche di controllo dei limiti imposti si rimanda al Piano di monitoraggio e Controllo.

g) Dovrà essere garantito il regolare e corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi, nonché corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.

h) Dovrà essere garantito, quando possibile, il riutilizzo delle acque reflue per gli usi industriali al fine di favorire al massimo il risparmio della risorsa idrica di approvvigionamento e limitare gli scarichi sui corpi recettori. A tal fine il riutilizzo effettuato dovrà essere quantificato annualmente motivando eventuali riduzioni del riutilizzo stesso rispetto agli anni precedenti. Tali quantificazioni dovranno essere rese disponibili agli Enti di Controllo.

i) Con frequenza giornaliera dovranno essere registrate nei quaderni di impianto le portate idriche relative a ciascun singolo scarico e le quantità di acqua trattate destinate al riutilizzo quali acque industriali.

l) In corrispondenza dell'opera di presa a mare dovranno essere determinati i seguenti parametri inquinanti: n. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 31, 32, 33, 34, 35, 37 e 50 previsti dalla Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

m) Dovrà essere sempre consentito l'accesso alle strutture al personale deputato al controllo tecnico e qualitativo.

n) Indicare puntualmente nei quaderni di impianto le operazioni svolte nei processi di trattamento e tutte le eventuali anomalie riscontrate sulla qualità e quantità delle acque in ingresso ed in uscita, nonché gli eventuali disservizi.

9.5. Rifiuti

a) Preso atto delle determinazioni della Regione Autonoma della Sardegna di autorizzazione e modifica di autorizzazione del deposito preliminare (rispettivamente n. 513/IV del 01/04/2003 e n. 2044 del 10/10/2005), si autorizza la messa in riserva e/o il deposito preliminare delle categorie di rifiuto di cui in tabella, nel rispetto del quantitativo massimo ivi riportato:

Codice CER	Descrizione
10 01 02	Ceneri leggere di carbone
10 01 05	Rifiuti solidi prodotti da reazioni a base di Ca nei processi di desolfurazione dei fumi
10 01 07	Rifiuti fangosi prodotti da reazioni a base di Ca nei processi di desolfurazione dei fumi
10 01 21	Fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti diversi da quelli di cui alla voce 10 01 20
13 02 08*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, facilmente biodegradabili
13 03 01*	Oli isolanti e termoconduttori, contenenti PCB
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose
16 01 07*	Filtri olio
Totale	max 42.832,32 t



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

In particolare, per quanto attiene gli oli isolanti e termoconduttori contenenti PCB, precisato che il Gestore ha provveduto al completamento dell'eliminazione delle quantità di olio contaminato da PCB presente nel sito nell'arco del quinquennio 2002-2006, nell'ambito dei trasformatori che contengono fluidi con una percentuale di PCB compresa tra lo 0,05% e lo 0,005% in peso, vengono fatti salvi gli obblighi di cui alla vigente normativa in materia.

b) Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) della lettera bb) al comma 1 dell'art. 183 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti.

b.1) Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Ente di Controllo qualora ne faccia richiesta.

b.2) Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cui all'allegato G alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.

c) Il Gestore, ai sensi dell'art. 188 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in quanto produttore/detentore di rifiuti speciali, per quelle categorie di rifiuto messe a deposito in attesa di essere conferite a smaltimento (D15), dovrà eseguire a proprio carico il conferimento a terzi che risultino autorizzati per effettuare le operazioni di smaltimento.

d) Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore; origine, tipologia e quantità del rifiuto; impianto di destinazione; data e percorso dell'istadamento; nome ed indirizzo del destinatario.

Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore.

Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia.

Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

Valgono inoltre le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

- e) Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice europeo dei rifiuti (CER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- f) Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- g) Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- h) Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
- h.1) le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- h.2) lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
- h.3) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- h.4) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- h.5) i rifiuti pericolosi devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- h.6) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate alla specifica sezione di impianto di trattamento reflui, purchè non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i.;
- h.7) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

h.8) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antiriboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;

h.9) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.

h.10) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antiriboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di contenitori chiusi;

h.11) i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;

h.12) i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;

h.13) il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;

h.14) il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

i) Qualora la produzione di rifiuti pericolosi oli esausti, superasse i 300 kg/anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. 95/92 e s.m.i., per il detentore il rispetto delle condizioni ivi riportate. A tal fine il Gestore deve comunicare, nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai quantitativi degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

l) Inoltre il Gestore dovrà comunicare all'Autorità Competente, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, quanto di seguito riportato:

- tonnellate di rifiuti prodotti per l'anno precedente;
- tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti per l'anno precedente;
- produzione specifica di rifiuti (Kg annui di rifiuti prodotti per tonnellata di combustibile utilizzato; Kg annui di rifiuti prodotti per i MWh generato);
- criterio di gestione dei depositi temporanei adottato.

m) Come specificato successivamente, nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'AC, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

n) Si raccomanda il mantenimento di un SGA per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

o) Ogni eventuale variazione rispetto all'elenco dei rifiuti dichiarati dovrà essere comunicato all'Autorità Competente tempestivamente e all'Ente di Controllo nell'ambito del reporting annuale.

Il Gestore è tenuto ad attuare gli eventuali adeguamenti tecnici sopra previsti entro un anno dal rilascio dell'AIA.

Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti disposizioni normative aggiornate.

9.6. Rumore

a) Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui al DPCM 14/11/97 in funzione della classe acustica di appartenenza:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI LIMITE DI EMISSIONE Leq in dB(A)		VALORI LIMITE ASSOLUTI DI IMMISSIONE Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	45	35	50	40
II - aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III - aree di tipo misto	55	45	60	50
IV - aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V - aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante campagne di misura effettuate con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni e frequenze riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente di Controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

Dovranno altresì essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti differenziali di immissione secondo le disposizioni previste dalla normativa vigente, laddove previsto dalla stessa.

Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al D.P.C.M. 14/11/1997:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI DI QUALITA' Leq in dB(A)
--	------------------------------------



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	47	37
II - aree prevalentemente residenziali	52	42
III - aree di tipo misto	57	47
IV - aree di intensa attività umana	62	52
V - aree prevalentemente industriali	67	57
VI - aree esclusivamente industriali	70	70

Le misure di verifica del rispetto dei limiti e dei valori prescritti dovranno essere effettuate escludendo i contributi provenienti da altre sorgenti sonore diverse dalla Centrale.

b) È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.

9.7. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

a) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria Centrale, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e Comune.

b) Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di sversamenti oleosi o sversamenti di materie prime, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:

b.1) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio del prodotto oleoso all'impianto di trattamento;

b.2) i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio.

b.3) annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.

c) Il Gestore dovrà provvedere al monitoraggio delle acque di falda secondo le modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Il monitoraggio della falda dovrà essere eseguito in modo tale da contemplare le eventuali perdite di gasolio provenienti dal parco combustibile.

d) Resta fermo che la Società è tenuta all'ottemperanza delle prescrizioni di cui alle Conferenze di Servizi decisorie relative al SIN del Sulcis-Iglesiente.



9.8. **Odori**

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore in merito all'assenza di sorgenti note di odori e all'assenza di segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto, non si prescrive alcun adempimento.

9.9. **Altre forme di inquinamento**

Amianto

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia, non si prescrive alcun adempimento.

PCB/PCT

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia, non si prescrive alcun adempimento.

Inquinamento elettromagnetico

Il Gestore, per le sorgenti di propria competenza, dovrà garantire il rispetto dei limiti vigenti in materia di inquinamento elettromagnetico predisponendo gli interventi necessari al loro rientro in caso di riscontrato superamento. I superamenti riscontrati durante i monitoraggi effettuati dal Gestore dovranno essere comunicati all'A.C., all'Ente di Controllo, al Comune e ad ARPA.

Vibrazioni

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia di salute e sicurezza negli ambienti di lavoro, non si prescrive alcun adempimento.

9.10. **Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali**

a) Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, Comune e ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

b) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.



c) Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Ente di Controllo, Comune e ARPA.

d) In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione scritta immediata (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente, all'Ente di controllo, Comune e ARPA. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

9.11. Prescrizioni tecnico gestionali

a) In considerazione di possibili miglioramenti delle prestazioni ambientali dell'impianto, si raccomanda di mantenere e/o adottare un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e alla registrazione del regolamento EMAS, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti verso l'ambiente di prodotti inquinanti.

b) Ove le certificazioni dovessero decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità Competente.

c) Qualora le suddette certificazioni decadano passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'Autorità Competente e provvede a presentare domanda di rinnovo di A.I.A..

9.12. Dismissione e ripristino dei luoghi

a) Tutte le eventuali parti di impianto non più funzionali all'esercizio della CTE dovranno essere censite ed individuate inviandone specifica relazione all'Autorità Competente entro sei mesi dal rilascio dell'A.I.A.. A tale relazione dovrà, altresì, accompagnarsi un piano di dismissione (delle parti censite) e di ripristino ambientale del sito in cui insistono le stesse.

b) Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo un piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso, un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

10. PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

a) Restano a carico del Gestore, il quale è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi da cui sono scaturite autorizzazioni non sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

b) Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

11. BENEFICI AMBIENTALI

Si rimanda la quantificazione dei benefici ambientali relativi alle emissioni in atmosfera alla presa d'atto degli studi di fattibilità prescritti al paragrafo 9.3.1.

12. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'A.I.A. comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del Gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'A.I.A. stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.

13. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Aria	<ul style="list-style-type: none">SU2: Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 55/04/2004 (solo per quanto attiene i valori limite di emissione in atmosfera);SU3: Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico n. 55/11/2006 (solo per quanto attiene i valori limite di emissione in atmosfera).
Acque	Autorizzazione della provincia di Cagliari n. 500 del 03/05/2005.
Rifiuti	Determinazioni della Regione Autonoma della Sardegna di autorizzazione e modifica di autorizzazione del deposito preliminare (rispettivamente n. 513/IV del 01/04/2003 e n. 2044 del 10/10/2005)-

14. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 9

Rilevato che il Gestore ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, registrandolo al contempo ai sensi del regolamento 761/2001/CE (EMAS), l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 8 anni.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

La validità della presente A.I.A. si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente, durante la procedura di rinnovo, potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi aggiuntivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.

15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio, costituisce parte integrante dell'A.I.A. per l'impianto in riferimento.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e al Comune interessato;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco del comune territorialmente competente, ed agli altri Enti di Controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'A.I.A.;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco del comune territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'A.I.A. il Gestore dovrà avviare il PMC. Ove necessario, per gli impianti esistenti, il Gestore dovrà concordare con l'Ente di Controllo e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrizioni capitolo 9 e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL SULCIS "Grazia Deledda"

Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui sopra, il Gestore dovrà comunque garantire ogni forma di trasparenza e/o controllo dei dati relativi alle immissioni nelle varie matrici ambientali.

16. PIANI, PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALL'A.C.

	Piani e programmi da presentare all'Autorità Competente	Scadenzario
1	Studio di fattibilità che preveda la minimizzazione della diffusione delle polveri dal parco carbone, anche mediante la copertura del carbonile, e la minimizzazione della diffusione delle polveri generate dai sistemi di trasporto del carbone dal porto alla Centrale; par. 9.2, punto a).	Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A.
2	Documentazione tecnica relativa alla tipologia dei deposimetri da installare e il relativo posizionamento; par. 9.2, punto c).	Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A.
3	Studio di fattibilità, relativo alla sezione di produzione SU2, che abbia come obiettivo quello di garantire un valore limite del flusso di massa di SO ₂ ed un valore limite del flusso di massa del CO, su base annuale, non superiore a quello conseguibile assumendo come base di calcolo rispettivamente un valore di concentrazione pari a 200 mg/Nm ³ di SO ₂ ed un valore di concentrazione pari a 100 mg/Nm ³ di CO; par. 9.3.1, lettera a).	Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A.
4	Studio di fattibilità, relativo alla sezione di produzione SU3, che abbia come obiettivo quello di garantire un valore limite del flusso di massa di SO ₂ ed un valore limite del flusso di massa del CO, su base annuale, non superiore a quello conseguibile assumendo come base di calcolo rispettivamente un valore di concentrazione pari a 200 mg/Nm ³ di SO ₂ ed un valore di concentrazione pari a 100 mg/Nm ³ di CO; par. 9.3.1, lettera h).	Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A.
5	Relazione di censimento di tutte le eventuali parti di impianto non più funzionali all'esercizio della CTE e annesso piano di dismissione e ripristino ambientale; par. 9.12, punto a).	Entro sei mesi dal rilascio dell'A.I.A.
6	Piano di dettaglio di dismissione, di eventuale messa in sicurezza o bonifica e di ripristino ambientale; par. 9.12, punto b).	Un anno prima della eventuale dismissione.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
Art. 7, comma 6 del D.lgs 59/05

GESTORE
LOCALITÀ

ENEL SULCIS "GRAZIA DELEDDA"
PORTOSCUSO (CARBONIA - IGLESIAS)

REFERENTI ISPRA

Dr. Roberto DAFFINA'
Dr. Ing. Giancarlo Marini
Dr. Geol. Gianluca PIRANI
Dr. Ing. Roberto SPAMPINATO

DATA DI EMISSIONE

5/07/11

NUMERO TOTALE DI PAGINE 36



INDICE

PREMESSA.....	4
1 FINALITÀ DEL PIANO.....	4
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	4
2.1 Obbligo di esecuzione del piano.....	4
2.2 Divieto di miscelazione.....	4
2.3 Funzionamento dei sistemi.....	5
3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	5
3.1 Consumi di materie prime.....	5
Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili.....	5
3.1.1 Caratteristiche dei combustibili principali.....	6
3.2 Consumi idrici.....	7
3.3 Produzione e consumi energetici.....	7
Tabella 5: Produzione e consumi di energia elettrica.....	7
4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA.....	8
4.1 Emissioni convogliate.....	8
Tabella 6: Punti di emissione convogliata.....	8
Longitudine.....	8
4.1.1 Emissioni dai camini e prescrizioni relative.....	8
4.1.2 Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate.....	11
4.1.3 Monitoraggio dei transitori.....	11
4.1.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore.....	12
4.2 Emissioni non convogliate.....	13
4.2.1 Emissioni fuggitive.....	13
4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	13
Tabella 13: Metodi di analisi in continuo.....	14
4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi.....	14
5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA.....	16
5.1 Identificazione degli scarichi idrici.....	16
5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici.....	16
Tabella 16: Controlli sugli scarichi.....	17
6 MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	18
6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio.....	18
6.2 Acque sotterranee.....	19
6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee.....	20
Tabella 19: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque.....	20
APAT-IRSA 4080.....	24
7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	25
7.1 Metodo di misura del rumore.....	26
8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	26
Tabella 20: Monitoraggio depositi dei rifiuti.....	26
9 ATTIVITA' DI QA/QC.....	27
9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).....	27
Tabella 21: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione.....	27

9.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	28
9.3 Analisi delle acque in laboratorio	28
9.4 Campionamenti delle acque.....	29
9.5 Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	29
9.6 Controllo di apparecchiature.....	30
10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	30
10.1 Definizioni	30
10.2 Formule di calcolo	31
10.3 Validazione dei dati	31
10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio	31
10.5 Eventuali non conformità	32
10.6 Obbligo di comunicazione annuale	32
10.6.1 Dati generali:	32
10.6.2 Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:	32
10.6.3 Consumi per l'intero impianto:.....	32
10.6.4 Emissioni per ogni gruppo – ARIA:.....	32
10.6.5 Immissioni – ARIA:	33
10.6.6 Emissioni per l'intero impianto – ACQUA:.....	33
10.6.7 Immissioni – ACQUA:.....	33
10.6.8 Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:.....	33
10.6.9 Emissioni – RUMORE:.....	33
10.6.10 Unità di raffreddamento:.....	33
10.6.11 Eventuali problemi gestione del piano:	33
10.7 Gestione e presentazione dei dati	33
11 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	34
11.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione).....	36
11.2 Piano di attuazione del PMC	36

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

1 Finalità del piano

In attuazione dell'Art. 7 (condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 (requisiti di controllo) del D.Lgs. n.59 del 18 febbraio 2005, il PMC che segue ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2 Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

2.1 Obbligo di esecuzione del piano

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

2.2 Divieto di miscelazione

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

2.3 *Funzionamento dei sistemi*

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere “operabili”¹ durante l’esercizio dell’impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l’attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l’Ente di controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell’impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l’incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l’insieme delle apparecchiature che costituiscono il “sistema di rilevamento” deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle “norme di sorveglianza” e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all’utilizzo e quindi l’affidabilità del rilievo.

3 *APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME*

3.1 *Consumi di materie prime*

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (olio combustibile denso-OCD e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella.

Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Carbone estero	SU2-SU3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Carbone nazionale	SU2-SU3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Biomasse	SU2-SU3	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Ogni lotto alla ricezione	Registrazione su file
OCD	Generatore di vapore (GV) poli-combustibile	Contatori	Quantità totale	t	Giornaliera	Registrazione su file
Gasolio	Caldaia ausiliaria (avviamento GV)	Contatori	Quantità totale	t	Ad accensione	Registrazione su file
Gasolio	Gruppi	Misura/stima	Quantità	t	Mensile	Registrazione

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

	elettrogeni e motopompa di emergenza	dei consumi effettivi	totale			su file
Oli lubrificanti	Macchine varie	Stima dei consumi a partire dal peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Registro fiscale per gli oli minerali UDT
Altre materie prime	Varie	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione a meno delle scorte	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, su richiesta, per tutti i combustibili copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi utilizzati nonché, per ciascun combustibile, annualmente, il relativo consumo annuo.

3.1.1 Caratteristiche dei combustibili principali

Per il gasolio e l'olio combustibile denso (OCD) deve essere prodotta una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti ove si distinguono, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 2: Parametri caratteristici dell'olio combustibile denso

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	Ogni lotto alla ricezione	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 50°C	°E	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Ogni lotto alla ricezione	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m ³	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	Ogni lotto alla ricezione	ISO 3016
Asfalteni	%p	Ogni lotto alla ricezione	IP143
Ceneri	%p	Ogni lotto alla ricezione	EN ISO 6245*
HFT	%	Ogni lotto alla ricezione	IP375
PCB/PCT	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	EN 12766*
Res. Carb Conradson	%p	Ogni lotto alla ricezione	ISO 6615*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

Tabella 3: Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

Tabella 3.1: Parametri caratteristici del Carbone

Parametro	Unità di misura	Frequenza
Analisi immediata		
Potere calorifico inferiore	KJ/kg	a lotto
Umidità	%	a lotto
Ceneri	%	a lotto
Zolfo	%	a lotto
Materiale volatile	%	a lotto
Analisi elementare		
Carbonio	% p	a lotto
Idrogeno	% p	a lotto
Ossigeno (bilancio)	% p	a lotto
Azoto	% p	a lotto
Zolfo	% p	a lotto
Cloro	% p	a lotto
Fluoro	% p	a lotto
Berillio, Piombo, Nichel, Manganese, vanadio, Cromo, Zinco	% p	a lotto
Arsenico, Antimonio e Selenio	% p	a lotto
Cadmio e mercurio	% p	a lotto

Il prelievo delle aliquote di carbone sarà effettuato secondo quanto indicato da specifiche procedure adottate dal gestore nell'ambito del proprio SGA, che sarà oggetto di valutazione da parte dell'autorità di controllo.

Si prescrive altresì la determinazione del contenuto di metalli nel carbone alimentato in concomitanza con le misure periodiche di metalli in emissione al camino come previsto nel seguito.

Tabella 3.2: Parametri caratteristici delle Biomasse

La tipologia di biomassa è identificata come "cippato di legno vergine" (DPCM 8-3-02, allegato X del DLgs.152/06), provenienti da coltivazioni dedicate, da interventi selvicolturali, da manutenzioni forestali, da potatura e da lavorazione meccanica del legno non contaminato da inquinanti, oltre possibile l'impiego di altri tipologie di materiali vegetali quali biomasse erbacee, sansa di olive, gusci di semi di palma, e segatura di legno vergine.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo
Potere calorifico inferiore	KJ/kg	mensile	ASTM D 5865-01
Umidità	% p	mensile	ASTM D 5142-98
Ceneri	% p	mensile	ASTM D 5142-98
N-esano	% p	mensile	UNI-22609
Solventi organici clorurati	% p	mensile	Indicare il metodo per rilevare solventi organici clorurati

3.2 Consumi idrici

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo della stessa distinguendo tra quella per uso domestico e quella ad uso industriale, compilando la seguente tabella.

Le registrazioni dei prelievi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 4: Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da Consorzio industriale provinciale Carbonia-Iglesias	Contatore in continuo	Usi industriali	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Da Consorzio industriale provinciale Carbonia-Iglesias	Contatore in continuo	Igienico-sanitario	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Da mare	Stimata tramite numero ore funzionamento pompe	Raffreddamento e Demi	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file

3.3 Produzione e consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella.

Tabella 5: Produzione e consumi di energia elettrica

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
GV a ciclo rankine	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
	Ore di funzionamento	h	Giornaliera	Registrazione su file
GV a letto fluidizzato	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
	Ore di funzionamento	h	Giornaliera	Registrazione su file
Gruppi elettrogeni di emergenza	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Servizi generali di centrale	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file

Tutti i dati raccolti relativamente all'approvvigionamento e gestione materie prime dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

4.1 Emissioni convogliate

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

Tabella 6: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Potenza [MW]	Altezza [m]	Sezione [m ²]
Camino E1	SU1 in disuso	0	250	15,9
Camino E2	SU2	350	250	15,9
Camino E3	SU3	240	250	15,9

Su ognuno dei punti di emissione riportati in Tabella 6 devono essere realizzate due prese, del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve altresì essere

realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e agevolmente amovibile.

Sui camini E2 ed E3 le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

Il punto di prelievo dei camini E2, E3 deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa. Inoltre, i punti di prelievo devono essere dotati di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 metri.

4.1.1 Emissioni dai camini e prescrizioni relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle.

Il Gestore dovrà comunicare il valore del minimo tecnico dei gruppi di produzione.

Tabella 7: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative al GV

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
E2, E3	Utilizzo OCD	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Temperatura, pressione, tenore di vapore acqueo, tenore di ossigeno e portata dei fumi e umidità relativa	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .	

² Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.

	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
SO ₂	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di SO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
	Misura conoscitiva delle quantità emesse durante le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di polveri con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
NH ₃	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file
Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HCl	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
CO ₂	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
IPA	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Metalli	Misura conoscitiva delle concentrazioni	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

Si prescrive inoltre di rilevare il tenore di vapore acqueo nella canna fumaria almeno limitatamente alla fase di calibrazione e controllo dello SME.

Si richiede inoltre al Gestore la possibilità di ricevere dati in via telematica del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni in atmosfera, precisando che il Gestore e l'Ente di controllo dovranno redigere un protocollo d'intesa con tutti i dettagli tecnici entro un anno dal rilascio dell'AIA. Infine dovranno essere implementati due deposimetri con una frequenza di campionamento mensile. Il Gestore dovrà indicare tipologia e posizionamento dei deposimetri inviando la relativa documentazione all'autorità competente entro un anno dal rilascio dell'AIA, anche in considerazione di quanto emerso in sede istruttoria riguardo ai nastri trasportatori che sono al chiuso ma non in depressione e del parco carbone (di 44 mila mq) che è coperto solo per una parte limitata.

Riguardo al sistema di aspirazione dal silos carbone, non si prescrivono valutazioni di misurazioni di emissioni di qualunque genere, a patto che la situazione descritta dal Gestore (inutilizzo dell'impianto medesimo) rimanga tale.

I camini E2 ed E3 devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per la misura rispettivamente delle concentrazioni di NO_x, CO, SO₂, polveri e NH₃ per il camino E2 e delle concentrazioni di NO_x e CO per il camino E3 e, contestualmente, per la misurazione in continuo dei parametri di processo quali tenore d'ossigeno (O₂), temperatura, ecc.

E' inoltre necessario valutare nelle polveri le frazioni PM₁₀ e PM_{2,5}.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Ente di controllo.

4.1.2 Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento dei sistemi di trattamento delle emissioni convogliate e dei relativi interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Ente di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

In particolare per il sistema SCR di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (NO_x) devono essere registrati i parametri indicati nella tabella seguente.

Tabella 8: Parametri del sistema SCR

Parametro da misurare	Unità di misura	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Tempo di effettivo funzionamento	Ore	Mensile	Registrazione su file
Quantità (eventuale) di catalizzatore sostituito	tonnellate	Annuale	
Verifiche manutentive periodiche	-	Trimestrale	

4.1.3 Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nella Tabella 7 e nella Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative alle caldaie ausiliarie, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori di ciascun gruppo di produzione. Tale piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari dei macroinquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i

relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tutte le informazioni dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Al riguardo, è necessario compilare la seguente tabella per ciascun gruppo di produzione.

Tabella 9: Monitoraggio dei transitori

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e tempo di avviamento a freddo. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento a tiepido. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento a caldo. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file

La stima delle emissioni per ciascun gruppo di produzione deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME, ove disponibile, o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento (freddo, tiepido e caldo); tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido e caldo), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

4.1.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza e/o motopompe antincendio e/o altre caldaie ausiliarie, ecc.) si richiede un rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente tabella.

Tabella 10: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

Gruppi di emergenza e/o motopompa antincendio		
Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati

Utilizzo di gasolio	Misura/stima mensile dei quantitativi	Registrazione mensile su file della quantità di combustibile impiegato
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO ₂ , NO _x , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file

4.2 Emissioni non convogliate

In relazione agli sfiati dei serbatoi dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

Tabella 11: Verifiche sfiati serbatoi

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica sfiati	Ispezione visiva mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

4.2.1 Emissioni fuggitive

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e alla loro riparazione e dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro sei mesi dal rilascio dell'AIA.

Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio delle emissioni in atmosfera dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La norma di riferimento per la assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione in continuo delle emissioni in aria (SME) è la **UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

La seguente tabella elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni.

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in Tabella 12 o con i metodi di riferimento.

Tabella 12: Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Camino E2 ed E3	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 18
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	Polveri	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	NH ₃	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi quali: US EPA method CTM-027 (formalmente method 206) o US EPA method 26. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 18.

4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203”*.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di HCl e HF. Allegato 2 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203”*.

Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000 per HCl

Norma UNI 10787:1999 per HF

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203”*.

Norma ISO 11338-1,2 per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method CTM-027 per l'ammoniaca.

Norma UNI EN 12619:2002 per l'analisi dei COV espressi come COT.

Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale.

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb e V.

Norma US EPA method 29 per la determinazione di Be, Se e Zn.

Norma UNI EN 13284-1 per le polveri a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Norma UNI EN 1948-1-2-3:2006 per diossine e furani (PCDD+PCDF).

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo *“Piano di monitoraggio e controllo”*, purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

5.1 Identificazione degli scarichi idrici

La Centrale è autorizzata a scaricare le diverse acque da essa proveniente attraverso:

- **scarico SC1:** rappresenta il punto di immissione in mare di tre canali cementati (C1, C2 e C3). Il canale C1 è adibito al preesistente scarico delle acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU1 non più attiva (dismessa e smantellata). Il canale è dotato di pozzetto di raccolta denominato P1 prima dell'immissione in mare. Il canale C2 convoglia in continuo le acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU2 ed è dotato di punto di prelievo campioni denominato P2 prima dell'immissione in mare. Il canale C3 convoglia in continuo le acque di raffreddamento dell'unità termoelettrica SU3 ed è dotato di punto di prelievo denominato P3 prima dell'immissione in mare. Al canale C3 confluiscono a sua volta sei canali di scarico (Impianto TSD, Impianto ITAR, Raffreddamento DeSOx, Impianto dissalazione, Impianto acqua distillata, Meteor. non inquinate);
- **scarico SC2:** il punto di immissione in mare delle acque in uscita dalla vasca di decantazione. Alla vasca di decantazione confluiscono i seguenti canali di scarico: SC2 raffreddamento compressori soffiatura: canale di scarico di tipo continuo nel quale confluiscono le acque di raffreddamento dei compressori; prima della confluenza allo scarico in mare SC2, tali acque possono essere campionate in corrispondenza del punto di campionamento denominato PCS2 Raffreddamento, SC2 filtri: canale di scarico di tipo continuo nel quale confluiscono le acque derivanti dal lavaggio dei filtri e delle griglie dell'opera di presa a mare e quelle di raffreddamento dei compressori; prima della confluenza allo scarico in mare SC2 tali acque possono essere campionate in corrispondenza del punto di campionamento denominato PCS2 alghe;
- **scarico SC3:** il punto di immissione in mare dello scarico di emergenza della vasca di decantazione per il contenimento delle acque meteoriche derivanti dal parco carbonile. Il prelievo dei campioni avviene attraverso un pozzetto aperto in un punto denominato P carbonile. Lo scarico entra in funzione solo in caso di piovosità superiore a 40 mm/h, pertanto, al di sotto di tale limite, le acque raccolte all'interno della vasca di decantazione vengono totalmente riutilizzate per irrorare le aree del carbonile o, in alternativa, inviate all'impianto ITAR.;

5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici

Sugli scarichi SC1 e SC2 dovranno essere effettuate misure con frequenza mensile, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio, di tutti i parametri della tabella 3, allegato V, parte III, D. Lgs. 152/06 e s.m.i.. Inoltre, dovrà essere effettuata la misura in continuo del flusso. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Sullo scarico SC3, le suddette misure vanno effettuate solo nel caso di utilizzo dello stesso.

Tabella 13: Controlli sugli scarichi

Scarico SC1 – SC2 – SC3

Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	Registrazione su file
Tutti i parametri della tabella 3 dell'Allegato 5 alla parte terza D.Lgs. 152/06	Tabella 3 dell'Allegato 5 alla parte terza D.Lgs. 152/06	Verifica mensile con prelievo puntuale e analisi di laboratorio	Registrazione su file

Scarico SC1 – SC2 – SC3			
Cloro attivo libero	Misura conoscitiva	Misura semestrale	Registrazione su file

6 MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE

6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio

Il Gestore dovrà controllare, semestralmente, mediante ispezione visiva tutti i serbatoi fuori terra ed i relativi bacini di contenimento, al fine di assicurarne l'efficienza e dovrà controllare con prova di tenuta a frequenza biennale i serbatoi e/o le vasche di stoccaggio interrati.

Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dell'OCD e del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella.

Tabella 14: Monitoraggio e controllo dei serbatoi e delle linee di distribuzione dell'OCD e del gasolio

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eseguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Ispezione visiva	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrate	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale

6.2 Acque sotterranee

Per effettuare la caratterizzazione delle acque di falda, con piezometri, secondo quanto riportato nella seguente tabella che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda, il Gestore utilizzerà i punti di controllo della falda individuati con ARPAS nell'ambito delle CdS Ministeriali.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata agli Enti di controllo prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività delle

misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file.

Tabella 15: Prescrizioni per acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, conducibilità, durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, solfati, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).
Metalli Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
IPA		
BTEX		

Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticometria.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati per il monitoraggio delle acque di scarico e sotterranee.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Tabella 16: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; EPA 9040C	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro

Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 µm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD ₅	APAT -IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD5
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	EPA 410.4 Standard Method (S.M.) 5220 C (approved by EPA)	ossidazione con bicromato con metodo a reflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno
	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidisolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3050 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Antimonio	APAT-IRSA 3010 + 3060B	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Argento	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3070 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica

Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080 EPA 7061A	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3090 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Berillio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3100 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3120 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cobalto	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3140 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3150 B1	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)

Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3190 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
Molibdeno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3210 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3220 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3250 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3280 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica

Tallio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3290 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3310 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3320 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati ⁽²⁾	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Pentaclorobenzene	APAT-IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS ⁽³⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati ⁽⁴⁾	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁵⁾	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa

	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-diethyl-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fosfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fluoruri	APAT-IRSA 4100B EPA 9214	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Bromati	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloriti	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cloruri	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
Tributilstagno	UNI EN ISO 17353:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa derivatizzazione e purificazione del campione
Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Mercaptani	EPA 3510C + 8270D	determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liq-liq
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C

Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.
---------------------------	----------------	--

- (1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
- (2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
- (3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene
- (4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
- (5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione deve essere almeno semestrale ed i relativi risultati devono essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio della autorizzazione integrata ambientale e successivamente (tenendo conto anche di quanto previsto dall'articolo 181 del D.Lgs 81/08) ogni 4 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e alla massima potenza.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16 marzo 1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

7.1 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16 marzo 1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente.

Inoltre, dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.

Tabella 17: Monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file
Totale						----

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni con frequenza annuale per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere eventuali sversamenti.

Si raccomanda la presenza di un Sistema di Gestione Ambientale per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, nonché per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi e per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) all'Ente di controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio dei rifiuti dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

9 ATTIVITA' DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere eseguite preferibilmente in strutture accreditate per i parametri di interesse. Il Gestore, che decide di ricorrere a laboratori esterni, ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o preferibilmente accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della Qualità ISO 9001.

Nel periodo transitorio il gestore dovrà affidarsi a strutture esterne che rispondano ai requisiti di qualità anzidetti o garantire che il laboratorio interno operi secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

1. campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
2. documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionali (UNI, metodiproposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
3. determinazione dei limiti di rilevabilità e di qualificazione, calcolo dell'incertezza;
4. piani di formazione del personale;
5. procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

Infine, il gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SMCE) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri di interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2005 – Assicurazione della qualità di sistemi di manutenzione automatici, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- Test di verifica annuale (AST);
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Ente di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Ente di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà oggetto di manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella seguente tabella.

Tabella 18: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%

Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare agli Enti di controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
- per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco, , estendibili a 72 in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione nonché le anomalie dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione degli Enti di controllo.

9.2 *Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi*

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano oggetto di manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

9.3 *Analisi delle acque in laboratorio*

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

9.4 *Campionamenti delle acque*

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

9.5 *Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità*

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'Ente di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta anche la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

9.6 *Controllo di apparecchiature*

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Ente di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

10.1 Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili **Megawattora generato mese**. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6, 7, 8 o 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1, 2, 3 o 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

10.2 Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente:

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm³/mese;

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$Kg_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

Kg_{anno} = chilogrammi emessi anno;

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro;

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno;

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

10.3 Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto nell'Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva all'Ente di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

10.5 Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Ente di controllo con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

10.6 Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali), all'Ente di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

10.6.1 Dati generali:

- nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto;
- nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi;
- numero di avvii e spegnimenti nell'anno per ogni gruppo;
- rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo;
- energia generata in MW_h, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

10.6.2 Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;

- il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

10.6.3 Consumi per l'intero impianto:

- consumo di sostanze e combustibili nell'anno;
- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

10.6.4 Emissioni per ogni gruppo – ARIA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC;
- emissione specifica annuale per MWh di energia generata per ogni inquinante monitorato;
- emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato per ogni inquinante monitorato.

10.6.5 Immissioni – ARIA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

10.6.6 Emissioni per l'intero impianto – ACQUA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC.

10.6.7 Immissioni – ACQUA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate nelle acque del/dei corpi recettori da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

10.6.8 Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/MWh generato;
- tonnellate di rifiuti avviate a recupero;
- criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

10.6.9 Emissioni – RUMORE:

- risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

10.6.10 Unità di raffreddamento:

- stima del calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10^x) introdotto in acqua, su base mensile (deve essere riportata anche la metodologia di stima comprensiva dello sviluppo di eventuali calcoli).

10.6.11 Eventuali problemi gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

10.7 Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno dieci anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

11 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili	Giornaliero Ad accensione Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Trimestrale Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate	Oraria Mensile Trimestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Emissioni	IPOTESI1: Mensile Annuale IPOTESI2: Continuo Mensile Trimestrale Quadrimestrale Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi di trattamento delle acque reflue	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale Biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

11.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto

11.2 Piano di attuazione del PMC

Entro sei mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore presenterà un piano dettagliato di attuazione del PMC e degli adeguamenti strutturali prescritti, compreso il crono programma, alle Autorità di Controllo che lo dovranno approvare.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del Piano di Monitoraggio e Controllo. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.



*Ministero dell' Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*
Commissione istruttoria per l'autorizzazione
integrata ambientale - IPPC



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2011 - 0017750 del 19/07/2011

CIPPC-00.2011-000/204
del 04/07/2011

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale Valutazione Ambientale
c.a. dott. Giuseppe Lo Presti
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N.

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA
presentata da ENEL Produzione SpA - Impianto termoelettrico di
Portoscuso (CI)

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero
dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere
Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le
osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 22 giugno 2011, detto
parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ficalì

All. c.s.





Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

PARERE ISTRUTTORIO

CENTRALE TERMoeLETTRICA ENEL PRODUZIONE SpA (Portoscuso)

GESTORE

ENEL PRODUZIONE SpA

LOCALITÀ

PORTOSCUSO (CI)

GRUPPO ISTRUTTORE

Giovanni Anselmo - Referente

Umberto Realfonzo

Elena Tamburini

Antonio Voza

Franca Leuzzi (Regione Sardegna)

Salvatore Cherchi (Provincia Carbonia-Iglesias)

Gianfranco Mulas (Comune Portoscuso)



Sommario

1. DEFINIZIONI.....	4
2. INTRODUZIONE.....	5
2.1. Atti presupposti.....	5
2.2. Atti normativi.....	7
2.3. Atti e attività istruttorie.....	7
3. IDENTIFICAZIONE IMPIANTO.....	9
4. ASSETTO IMPIANTISTICO.....	10
4.1. Generalità.....	10
4.2. Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico.....	11
4.3. Approvvigionamento e consumi.....	12
4.3.1. Combustibili.....	12
4.3.2. Materie prime ausiliarie.....	14
4.3.3. Risorse idriche.....	15
4.4. Emissioni.....	16
4.4.1. Emissioni in atmosfera.....	16
4.4.2. Emissioni in corpo idrico.....	17
4.4.3. Produzione di rifiuti.....	19
4.4.4. Inquinamento acustico.....	22
4.4.5. Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee.....	22
4.4.6. Sorgenti di odori.....	23
4.4.7. Altre forme di emissioni.....	23
5. IMPIANTO OGGETTO DELL'ISTANZA DI AIA.....	25
6. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	25
6.1. Introduzione.....	25
6.2. Aria.....	26
6.3. Acque.....	28
6.4. Suolo e sottosuolo.....	29
6.5. Episodi ambientalmente rilevanti occorsi in passato.....	29
6.6. Rumore.....	30
6.7. Siti di interesse comunitario.....	30
6.8. Siti di interesse nazionale.....	30
7. VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC.....	30
7.1. Sistemi di gestione ambientale.....	31
7.2. Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime.....	31
7.3. Efficienze.....	32
7.4. Aria.....	32
7.5. Emissioni in acqua.....	35
7.6. Produzione di rifiuti.....	35
8. CONSIDERAZIONI FINALI.....	36
9. PRESCRIZIONI.....	37
9.1. Capacità produttiva.....	37
9.2. Approvvigionamento di combustibili e materie prime.....	37
9.3. Emissioni in atmosfera.....	37
9.3.1. Emissioni convogliate.....	37



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

9.3.2.	Emissioni non convogliate.....	39
9.4.	Emissioni in corpo idrico	39
9.5.	Rifiuti	41
9.6.	Rumore.....	44
9.7.	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	44
9.8.	Odori	45
9.9.	Altre forme di inquinamento.....	45
9.10.	Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali	46
9.11.	Prescrizioni tecnico gestionali.....	46
9.12.	Dismissione e ripristino dei luoghi.....	47
10.	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	47
11.	BENEFICI AMBIENTALI	47
12.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	47
13.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	47
14.	DURATA, RINNOVO E RIESAME	48
15.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	48
16.	PIANI , PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALL'A.C.....	49



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

1. DEFINIZIONI

- Autorità competente (AC)** Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
- Ente di controllo** L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la Protezione dell'Ambiente della Regione Sardegna.
- Autorizzazione integrata ambientale (AIA)** 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 del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'Autorizzazione Integrata Ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
- Commissione IPPC** La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n. 90.
- Gestore** La presente autorizzazione è rilasciata a CTE ENEL di Portoscuso (Carbonia - Iglesias), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
- Gruppo Istruttore (GI)** Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
- Impianto** L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
- Inquinamento** L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, energia (calore, radiazioni, ecc.) o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Migliori tecniche disponibili (MTD)

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.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

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 4, comma 1, 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 integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://www.dsa.minambiente.it/aia>, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)

La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, segnatamente quelle di cui all'allegato III del decreto legislativo n. 59 del 2005.

Il Gruppo Istruttore

2. INTRODUZIONE

2.1. Atti presupposti

Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/2007 che istituisce la Commissione Istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 00 2009 0001716 del 05/08/2009, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della CTE ENEL Produzione S.p.A. sita in Portoscuso (Carbonia - Iglesias), al Gruppo Istruttore così costituito:
- Maria Grazia Gerratana - Referente pratica e membro Nucleo di Controllo,
 - Giovanni Anselmo - Referente GI,
 - Umberto Realfonzo,
 - Antonio Voza;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2010_0001909 del 28/09/2010, che integra il Gruppo Istruttore con l'avv.:
- Elena Tamburini;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Franca Leuzzi (Regione Sardegna),
 - Salvatore Cherchi (Provincia Carbonia - Iglesias),
 - Gianfranco Mulas (Comune di Portoscuso);
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Roberto Daffinà,
 - Gianluca Pirani,
 - Giancarlo Marini,
 - Roberto Spampinato;
- preso atto che in allegato all'iniziale istanza di rilascio dell'A.I.A.⁹, ENEL PRODUZIONE S.p.A. ha avanzato *"richiesta di esenzione per gli impianti anteriori al 1998 (ai sensi del Decreto Legislativo 03 aprile 2006, numero 152, articolo 273, punto 5)".* Che con detta richiesta il Gestore ha dichiarato di voler *<<avvalersi, per le sezioni 1 e 2, dell'esenzione dall'obbligo di osservare i valori limite di emissioni previsti a partire dal 01. 01. 2008 dalla " Parte II, sezioni da 1 a5, lettera A - e sezione 6 dell' allegato II alla parte quinta del Decreto Legislativo 03 aprile 2006, numero 152">>*.
- Che al riguardo ha peraltro anche dichiarato *"l'impegno a non far funzionare le citate sezioni d'impianto per più' di 20.000 ore di normale funzionamento a partire dal 01 gennaio 2008 ed a non farle funzionare oltre il 31 dicembre 2015"*;
- visti l'iniziale domanda di rilascio dell'A.I.A. per la Centrale di Portoscuso (Carbonia - Iglesias), datata 28 dicembre (protocollo MATTM - Direzione Salvaguardia Ambiente DSA - 2007 - 000095 del 04 gennaio 2007), e la successiva integrazione.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

2.2. *Atti normativi*

- Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'Autorità Competente rilasci l'Autorizzazione Integrata Ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'Autorità Competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".

2.3. *Atti e attività istruttorie*

- Esaminata la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata acquisita con protocollo DSA-2007-0000095 del 04/01/2007;
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:

- linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005),
- elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio - GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005),
- grandi impianti di combustione - Linee guida per le migliori tecniche disponibili - ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006,
- il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 - S.O. n.29) "1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW";

esaminati i documenti comunitari adottati dall'Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:

- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006,
- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007,
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003;
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;

esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:

- Relazione Istruttoria del 23/12/2010, prot. CIPPC-00_2010-0002613 del 30/12/2010,
- Piano di Monitoraggio e Controllo rev. 5 del 30/06/2011 prot. CIPPC-00_2011-0001197 del 01/07/2011;

visto il verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA ed il Gestore del 29/09/2010, acquisito agli atti con prot. CIPPC-00_2010-0001921 del 30/09/2010 e presentazione del Gestore (All.1 al verbale);

visto il verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA del 29/09/2010, acquisito agli atti con prot. CIPPC-00_2010-0001922 del 30/09/2010;

visto il verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA ed il Gestore del 02/02/2011, acquisito agli atti con prot. CIPPC-00_2011-0000166 del 02/02/2011;

visto il verbale della riunione del GI con il supporto ISPRA del 02/02/2011, acquisito agli atti con prot. CIPPC-00_2011-0000167 del 02/02/2011;

vista la nota ENEL prot. 271 del 14 febbraio 2011, acquisita agli atti con prot. CIPPC_00-2011-0000280 del 21/02/2011;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- considerate le risultanze della Conferenza di Servizi del giorno 11/05/2011 ed i resoconti contenuti nel verbale della stessa prot. DVA – 2011 – 0011417 del 12/05/2011, recepito con prot. CIPPC-00_2011-0000850 del 16/05/2011;
- considerate le risultanze della Conferenza di Servizi del giorno 22/06/2011 ed i resoconti contenuti nel verbale della stessa prot. DVA – 2011 – 0015441 del 27/06/2011, recepito con prot. CIPPC-00_2011-0001200 del 01/07/2011;
- visto D.P.R. 28 gennaio 1994 "Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente";
- visto il Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA), prot. n. 967643, del 28/11/1997;
- vista la disposizione dirigenziale del Ministero dell'Ambiente, prot. n. 5823/VIA/A.O.13.B, del 10/05/2000;
- visto il Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA), prot. n. 107/2000, del 05/07/2000;
- visto il Decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP), prot. n. 55/04/2004 MD, del 10/07/2004;
- vista l'autorizzazione allo scarico n. 331 del 19/12/2002, rilasciata dalla provincia di Cagliari;
- vista l'autorizzazione allo scarico n. 606 del 20/12/2006, rilasciata dalla provincia di Cagliari.

EMANA il seguente Parere

3. IDENTIFICAZIONE IMPIANTO

Denominazione impianto	Impianto termoelettrico – Portoscuso
Indirizzo dello stabilimento	Località Portovesme snc – 09010 Portoscuso
Ragione sociale	ENEL PRODUZIONE S.p.A.
Sede legale	Viale Regina Margherita 125 – 00198 Roma
Rappresentate Legale	Giovanni MANCINI – Viale Regina Margherita 125 – 00198 Roma
Sede operativa	Località Portovesme snc – 09010 Portoscuso
Recapiti telefonici	078/1071211 (Referente IPPC)
Tipo impianto	Impianto termoelettrico per produzione di energia elettrica
Numero addetti	20
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.1– Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione di oltre 50 MWt
Classificazione NACE	35.11 – Produzione di energia elettrica
Classificazione NOSE-P	101.01–Processi di combustione > 300 MW
Gestore Impianto	Michele SICILIANO michele.siciliano@enel.it
Referente IPPC	Michele SICILIANO michele.siciliano@enel.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO (impianto non soggetto al Decreto Legislativo 334/1999)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Sistema di Gestione Ambientale	NO (il Gestore non dispone di un SGA certificato così come comunicato nelle integrazioni all'allegato E.3)
Effetti transfrontalieri	NO
Tipologia di procedura	Impianto Esistente
Dettaglio	Prima autorizzazione A.I.A.

4. ASSETTO IMPIANTISTICO

4.1. Generalità

La Centrale termoelettrica (CTE) è ubicata nell'area industriale di Portovesme, località del Comune di Portoscuso (provincia di Carbonia-Iglesias), a circa 500 metri in linea d'aria dal porto.

Costituita da due sezioni da 160 MW_e, è stata costruita agli inizi degli anni 70 ed è entrata in parallelo nei primi mesi del 1973. Lo stabilimento occupa una superficie totale di 137.616 m² di cui 17.923 m² coperta.

L'impianto è stato progettato per funzionare con uno spillamento di vapore in grado di fornire calore ad un'utenza esterna alla stessa CTE (ALCOA: produzione alluminio primario da ossido di alluminio). Le successive modifiche in corso d'opera, mirate ad un completo utilizzo di tutto il vapore prodotto, hanno mantenuto inalterate le capacità intrinseche dell'impianto alla cogenerazione.

Nella zona industriale di Portovesme sorgono anche altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni operanti prevalentemente nei comparti minerario, energetico e metallurgico. Nei pressi della Centrale di Portoscuso operano infatti anche la Centrale termoelettrica ENEL Sulcis (facente parte integrante della UB Sulcis), EURALLUMINA (produzione ossido di alluminio da bauxite), ALCOA (produzione alluminio primario da ossido di alluminio), ILA (produzione laminati in alluminio) e PORTOVESME s.r.l (produzione zinco, piombo, cadmio). L'area è raggiungibile attraverso rete viaria che la collega ai maggiori centri del Sulcis-Iglesiente.

Con Delibera del Consiglio dei Ministri del 30 novembre 1990, l'area comprendente i comuni di Portoscuso, Gonnese, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S.Antioco, è stata dichiarata "ad elevato rischio di crisi ambientale" e con D.P.C.M. del 23/04/1993 è stato approvato il relativo "Piano di disinquinamento". Con D.P.R. del 28 gennaio 1994 è stata decretata l'Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente.

A seguito del trasferimento dallo Stato alle Regioni delle competenze in materia di disciplina delle aree ad elevato rischio di crisi ambientale, con legge regionale n.7 del 22/04/2002, per il territorio del Sulcis-Iglesiente, è stata reiterata la dichiarazione di area ad elevato rischio di crisi ambientale.

L'analisi dei dati ambientali raccolti nel corso del 2004, nell'ambito del periodico aggiornamento del piano di disinquinamento (al fine di valutare l'efficacia degli interventi eseguiti e/o lo stato di attuazione degli interventi e lo stato di qualità ambientale), ha evidenziato:

- notevole riduzione, rispetto al passato, dei flussi di massa degli ossidi di zolfo emessi in atmosfera. Con riferimento alla normativa vigente in materia di qualità dell'aria, i valori medi annui degli inquinanti rilevati rientrano con buon margine entro i limiti previsti, a dimostrazione dell'efficacia degli interventi a quella data attuati; per contro sono stati riscontrati superamenti dei valori sulle medie orarie per gli ossidi di zolfo e polveri;
- per quanto attiene il comparto acque, solo in parte è stato raggiunto l'obiettivo del ripristino delle situazioni di degrado. In particolare è risultata critica la situazione di contaminazione



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

da metalli, seppure in misura minore rispetto al 2000, per l'acquifero sottostante. Inoltre è risultato marcato l'avanzamento del cuneo salino nell'area in esame;

- relativamente alla matrice suolo, nelle aree più vicine al polo industriale, è stata osservata una situazione critica legata alle ricadute degli inquinanti provenienti dalle emissioni dei camini. Seppure in miglioramento rispetto al passato, sono inoltre state osservate violazioni dei limiti previsti dalla normativa nei confronti dei suoli per alcuni metalli (piombo, cadmio e zinco).

Per la CTE in oggetto il Gestore fa richiesta di esenzione ai sensi del comma 5 di cui all'art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

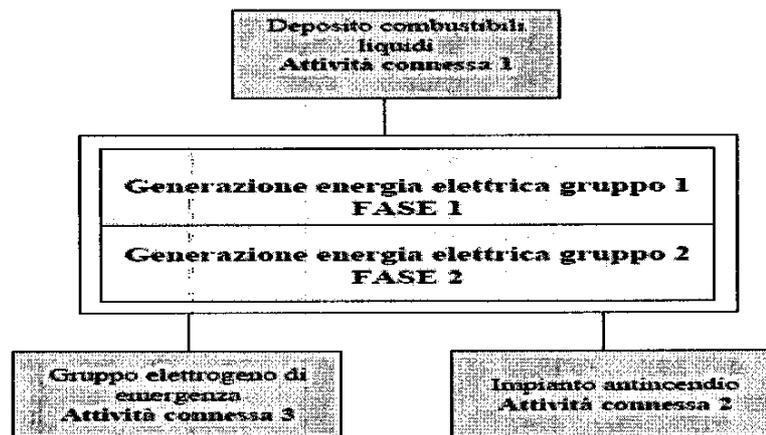
4.2. Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico

La CTE è composta da due identiche sezioni di produzione termoelettrica a vapore (caldaia con turbina a vapore e condensatore; in asse alla turbina a vapore è collegato meccanicamente l'alternatore) denominate PS1 e PS2 alimentate con OCD STZ (S<0,5%) di provenienza nazionale ed estera, capaci di generare ciascuna una potenza termica di 430,5 MW_t ed una potenza elettrica di 160 MW_e. Il rendimento dichiarato ammonta a circa 34% e il minimo tecnico di ciascuna sezione è pari a 30 MW_e. L'avviamento viene effettuato con gasolio (S = 0,07÷0,08%) di origine Sarda.

La seguente tabella mostra, per ciascuna sezione di produzione, le ore di funzionamento in corrispondenza degli anni 2007, 2008, 2009 e 2010, nonché quelle in corrispondenza della capacità produttiva dichiarata:

Sezione di produzione	Ore di normale funzionamento [ore/anno]				Capacità produttiva
	anno 2007	anno 2008	anno 2009	anno 2010	
PS1	0	1	477	0	3.700
PS2	449	1.943	108	78	3.700

Per la CTE in oggetto, il Gestore ha fornito il seguente schema a blocchi delle fasi e delle attività tecnicamente connesse:





Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

4.3. Approvvigionamento e consumi

4.3.1. Combustibili

L'alimentazione delle due sezioni di produzione, PS1 e PS2, viene effettuata mediante OCD STZ ($S < 0,5\%$, in ottemperanza delle prescrizioni di cui al decreto 55/04/2004 MD del Ministero delle Attività Produttive) di provenienza nazionale ed estera, avente PCI pari a circa 10.000 KCal/Kg. L'approvvigionamento avviene via mare tramite petroliere che attraccano al porto di Portovesme; l'OCD viene inviato in due serbatoi di stoccaggio, da 25.000 m³ ciascuno (TK1 e TK2), tramite oleodotto con sviluppo aereo (dotato di canaletta di raccolta lungo il suo percorso) ed in cunicolo lungo circa 800 metri. Al di sotto dei due serbatoi è presente un unico bacino di contenimento non impermeabilizzato di capacità prossima all'intero volume di stoccaggio. L'OCD viene quindi alimentato alle caldaie previo passaggio da un serbatoio giornaliero di servizio da 200 m³ (TK5), dotato di bacino di contenimento impermeabilizzato con capacità di circa 300 m³.

L'avviamento delle due sezioni viene effettuato alimentando gasolio. Il suo approvvigionamento avviene via terra tramite autobotti; l'autobotte scarica il combustibile in un serbatoio da 50 m³ (TK 6) dotato di bacino di contenimento con capacità pari a 300 m³. Tale bacino di contenimento è in comune ai due serbatoi TK5 e TK6. E' inoltre presente un ulteriore deposito gasolio, avente capacità di stoccaggio pari a 2 m³, per il diesel del generatore elettrico.

Il gestore specifica inoltre quanto riportato nella seguente tabella:

N. Area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Caratteristiche		
			Modalità	Capacità	Sostanza stoccata
16	Serbatoio di servizio OCD (TK5)	200 m ³	Serbatoio metallico fuori terra	200 m ³	OCD
17	Serbatoio di stoccaggio gasolio (TK6)	50 m ³	Serbatoio metallico fuori terra	50 m ³	Gasolio
30 a	Serbatoio stoccaggio OCD (TK1)	25.000 m ³	Serbatoio metallico fuori terra	25.000 m ³	OCD
30 b	Serbatoio stoccaggio OCD (TK2)	25.000 m ³	Serbatoio metallico fuori terra	25.000 m ³	OCD
40	Deposito gasolio per diesel GE	2 m ³	Serbatoio metallico fuori terra	2 m ³	Gasolio

Le seguenti tabelle mostrano, per ciascuna sezione di produzione, il consumo dei combustibili in corrispondenza degli anni 2007, 2008, 2009 e nei primi otto mesi del 2010, nonché i consumi alla capacità produttiva:

Consumo combustibili sezione PS1					
	2007	2008	2009	al 31/08/2010	Capacità produttiva
OCD STZ	0	76 t	9.717,33 t	55 t	137.024 t
Gasolio	0	41 t	370,6 t	31 t	-

Consumo combustibili sezione PS2					
	2007	2008	2009	al 31/08/2010	Capacità produttiva
OCD STZ	8.700 t	38.900 t	2.246,71 t	2.300 t	137.024 t
Gasolio	88 t	245 t	40,929.t	361 t	-



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Il Gestore dichiara che il dato relativo al consumo di gasolio alla capacità produttiva non viene dichiarato in quanto utilizzato solo in fase di accensione della caldaia.

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso****4.3.2. Materie prime ausiliarie**

Vengono dichiarati i seguenti consumi di materie prime:

Materia	Fase di utilizzo	Stato fisico	Pericolosità	Consumo annuo	
				2009	Capacità produttiva
Olio lubrificante (lubrificante per motori autotrazione)	Fase 1, Fase 2, AC2, AC3	Liquido	n.p.	1,62 t	1,62 t
Idrogeno	Fase 1, Fase 2	Gas	F+	3.000 m ³	5.400 m ³
Anidride carbonica	Fase 1, Fase 2	Gas	n.p.	1,08 t	1,08 t
Grasso (grasso multiuso)	Fase 1, Fase 2, AC2, AC3	Liquido	Xi, F+, N	0,18 t	0,18 t
Azoto	Fase 1, Fase 2	Gas	n.p.	32 m ³	32 m ³
Acido solforico	Fase 1, Fase 2	Liquido	C	-	9,781 t
Soda caustica	Fase 1, Fase 2	Liquido	C	-	14,4
Antincrostante	Fase 1, Fase 2	Liquido	Xi, C	-	0,8 t

Il Gestore dichiara inoltre:

- La capacità produttiva è stata stimata facendo riferimento a 3.700 ore di funzionamento al carico nominale dei Gruppi.
- I fornitori/produttori possono essere diversi in relazione agli esiti delle gare di appalto. In ogni caso l'approvvigionamento e l'utilizzo avvengono secondo le vigenti normative in materia di valutazione delle sostanze e della sicurezza sul lavoro.
- Per quanto attiene i consumi alla capacità produttiva di idrogeno, anidride carbonica, grasso, azoto, acido solforico, soda caustica e antincrostante, trattandosi di un impianto termoelettrico non sono presenti "materie prime" funzionali alla produzione, ad eccezione del combustibile.

Per quanto attiene le aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi, il Gestore specifica quanto riportato nella seguente tabella:

N. Area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Caratteristiche		
			Modalità	Capacità	Sostanza stoccata
33	Deposito oli e grassi lubrificanti	9,5 m ³	Fusti	9,5 m ³	Oli minerali
41	Deposito idrogeno	4 pacchi da 12 bombole	Bombole	4 pacchi da 12 bombole	Idrogeno
41	Deposito anidride carbonica	26 bombole	Bombole	26 bombole	Anidride carbonica
41	Deposito azoto	-	Bombole	-	Azoto

Inoltre, nell'ambito dell'allegato D.7 all'istanza di Autorizzazione "Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione", il Gestore ha prodotto la dichiarazione INES 2006 in cui dichiara:

Classi	Prodotto	Sostanze	% in peso	Densità relativa prodotto	Consumi	
					2006	Cap. Prod.
Composti organofosforici	Agente disperdente Nalco 1393	Acido acetodifosfonico	30÷60 %	1,44	15.650 Kg	31.680 Kg
	Antincrostante Nalco 77420	Acido acetodifosfonico	5÷10 %	1,06	660 Kg	85.860 Kg
Biocidi e	Ipoclorito di	Ipoclorito di	19÷10 %	11,22	201.330 Kg	300.000 Kg



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

prodotti fitofarmaceutici	sodio	sodio				
	Biocida Nalco	Miscela di 5-cloro-2-metil-2H-isotiazol-3-one e 2-Metil 2H-isotiazol-3-one	1,7 %	1,026	30 Kg	205 Kg

4.3.3. Risorse idriche

La Società dichiara i seguenti approvvigionamenti idrici:

- Acqua di mare:
impiegata soprattutto per il raffreddamento dei condensatori, viene altresì utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata di alimentazione del ciclo termico e per i servizi di processo (lavaggi apparecchiature, raffreddamento macchinari ausiliari, ecc.).
L'acqua di mare, prima di essere utilizzata viene sottoposta a filtrazione meccanica da un sistema di griglie fisse, dotate di pettini di pulizia e successivamente da un sistema di filtrazione fine a cestelli rotanti per la separazione di materiale grossolano e in sospensione. Il Gestore dichiara che non avviene additivazione di prodotti chimici, eccezion fatta per le acque marine inviate ai dissalatori dosate con antincrostante. Al massimo carico, il consumo di acqua di mare legato a ciascuna sezione di produzione si attesta attorno ai 20.000 m³/h. L'acqua utilizzata per i servizi di processo viene prelevata dal mare tramite opera di presa e quindi convogliata ad una vasca da circa 1.000 m³ posta in vicinanza dell'impianto. La produzione di acqua demineralizzata (12 m³/h per ciascuna sezione di produzione) viene effettuata previo passaggio da due dissalatori funzionanti con il vapore spillato dalle turbine a vapore delle sezioni di produzione PS1 e PS2.
- Acqua industriale dal Consorzio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias:
impiegata per usi industriali (processo e antincendio).
- Acqua potabile dal Consorzio Industriale Provinciale Carbonia Iglesias:
impiegata per gli usi igienico-sanitari.

I consumi dichiarati nel 2009 e alla capacità produttiva sono i seguenti:

Fonte di approvvigionamento	Fase di utilizzo	Utilizzo	Consumi		
			2009 [m ³ /anno]	Cap. prod. [m ³ /anno]	
Mare	Fase 1, Fase 2	Igienico sanitario	-	-	
		Industriale	Processo	88.000	506.958
			Raffreddamento	189.860.000	248.950.800
Consorzio industriale CNISI	Fase 1, Fase 2, AC2	Igienico sanitario	4.249	4.249	
		Industriale	Processo e antincendio	4.000	6.000
			Raffreddamento	-	-



4.4. Emissioni

4.4.1. Emissioni in atmosfera

I fumi prodotti dalle due sezioni di produzione PS1 e PS2 vengono emessi in atmosfera per il tramite di due camini alti circa 100 metri. I macroinquinanti emessi sono il biossido di zolfo, gli ossidi di azoto, il monossido di carbonio e le polveri. Tali parametri vengono monitorati in continuo. Per la riduzione delle emissioni il Gestore si avvale di OCD STZ ($S < 0,5\%$) in alimentazione alle due sezioni e di due precipitatori elettrostatici per i quali è stata dichiarata una efficienza di captazione pari a 99,45%. Il Gestore dichiara inoltre di avvalersi di combustori a bassa emissione di NO_x .

I limiti di emissione attuali per la CTE di Portoscuso sono stati imposti dal Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (Punto 2, Art. 2 del decreto MICA n. 107 del 17/07/2000):

Valori limite di emissione (*)	
NO_x	550 mg/Nm ³
Polveri totali	40 mg/Nm ³
SO_2	1.400 mg/Nm ³

(*) Tenore di ossigeno di riferimento nei fumi anidri pari a 3%. I valori limite imposti si considerano rispettati se la valutazione dei risultati rivela che nelle ore di funzionamento, durante un anno civile:

- nessun valore medio del mese civile supera i valori limite di emissione e se
- il 97% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per il biossido di zolfo e le polveri; inoltre il 95% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per gli ossidi di azoto.

Sulla base delle considerazioni e degli esiti di cui alla disposizione dirigenziale di esclusione di VIA (prot. n. 5823/VIA/A.O.13.B del 10/05/2000), lo stesso decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato pone un'ulteriore condizione all'esercizio della CTE: *"Successivamente all'entrata in esercizio commerciale del nuovo impianto dell'ATI-Sulcis, la centrale di Portoscuso potrà essere esercita quale impianto di riserva agli impianti operanti nell'ambito del polo elettrico Sulcis, ivi compreso il suddetto impianto dell'ATI-Sulcis, in Comune di Portoscuso nonché all'impianto in comune di Sarroch della società Sarlux, e per guasti e disservizi della rete elettrica ad alta tensione della zona relativa"*.

Nello specifico, tra le varie prescrizioni della disposizione dirigenziale di esclusione di VIA (prot. n. 5823/VIA/A.O.13.B del 10/05/2000) al punto 5 è prescritto che: *"L'esercizio delle due sezioni della centrale di Portoscuso dovrà comunque cessare a partire dall'entrata in esercizio dell'Impianto IGCC ATI SULCIS"*. A tal proposito si evidenzia che la realizzazione dell'IGCC ATI SULCIS è stata abbandonata, sebbene il Ministero dell'Ambiente, di concerto con il Ministero per i Beni e le Attività Culturali, abbia espresso giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto.

Con decreto MAP n. 55/04/2004 MD, che riconferma i valori limite precedentemente prescritti con decreto MICA n. 107 del 17/07/2000, il Ministero delle Attività Produttive ha riformulato come segue la condizione di cui sopra: *"All'atto dell'esercizio commerciale della sezione n. 2 Sulcis devono essere messi in riserva "fredda" entrambi i gruppi da 160 MW della centrale di Portoscuso. Il relativo esercizio è consentito solo per evenienze straordinarie, riguardanti anche il territorio di Portoscuso"*. A tal proposito si evidenzia che la sezione n.2 Sulcis (SU2) è entrata in esercizio nel 2007. Lo stesso decreto contiene, inoltre, la seguente prescrizione: *"esercire, di norma, le quattro sezioni del polo energetico "Sulcis" (2x160 MW, 240 MW e 340 MW) singolarmente e, simultaneamente, solo a coppie"*.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Le seguenti tabelle mostrano le prestazioni emissive (in termini di concentrazione) dichiarate dal Gestore per le due sezioni di produzione nel corso degli anni 2007, 2008, 2009 e nei primi otto mesi del 2010:

SEZIONE 1 (PS1)									
	Concentrazione media annua [mg/Nm ³]				Concentrazione media mensile [mg/Nm ³]				Limite (*) [mg/Nm ³]
	2007	2008	2009	31/08/10	2007	2008	2009	31/08/10	
SO ₂	0	0	337	0	0	0	365	0	1.400
NO _x	0	0	257	0	0	0	312	0	550
Polveri	0	0	33,9	0	0	0	36	0	40

(*) Limite autorizzato con decreto del MAP n. 55/04/2004 MD.

SEZIONE 2 (PS2)									
	Concentrazione media annua [mg/Nm ³]				Concentrazione media mensile [mg/Nm ³]				Limite (*) [mg/Nm ³]
	2007	2008	2009	31/08/10	2007	2008	2009	31/08/10	
SO ₂	283	297	261	275,4	324	345	305	277	1.400
NO _x	297,1	325	334,6	266,6	305	385	396	288	550
Polveri	27,6	13,1	33,6	31,8	27,5	19,2	33,8	33,3	40

(*) Limite autorizzato con decreto del MAP n. 55/04/2004 MD.

Per quanto attiene ulteriori punti di emissione in atmosfera, il Gestore ritiene non rilevanti e non soggette ad autorizzazione ai sensi dei punti a. ed i. del comma 14, art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., le seguenti fonti di emissione in atmosfera:

- un generatore diesel di emergenza da 0,7 MW_e (2,3 MW_t), utilizzati per l'avviamento in automatico in caso di mancata tensione sulle sbarre servizi essenziali; il generatore entra comunque in funzione per le prove settimanali di funzionamento;
- una motopompa diesel antincendio da 0,3 MW_e (1 MW_t), utilizzate per l'alimentazione della rete antincendio; la motopompa entra comunque in funzione per le prove settimanali di funzionamento.

Per quanto attiene le emissioni in atmosfera non convogliate (diffuse e fuggitive), il Gestore dichiara che, sulla base del normale esercizio e della conformazione dell'impianto, dei reagenti e dei fluidi esposti, le emissioni non convogliate (diffuse derivanti da fenomeni evaporativi, di volatilizzazione superficiale di composti e sollevamento di materiali pulverulenti, fuggitive da valvole o tenute) si ritengono quantitativamente irrilevanti o possibili solo in relazione a interventi di manutenzione straordinaria e situazioni di emergenza solo teoricamente ipotizzabili.

4.4.2. Emissioni in corpo idrico

La Centrale termoelettrica di Portoscuso produce diverse *tipologie di acque reflue*:

- reflui *industriali*: acque da impianto raccolta sala macchine, acque da impianto raccolta acque zona caldaia, acque da impianto raccolta acque del "silo raccolta ceneri", acque da impianto raccolta acque acide ed alcaline. Tali reflui vengono fatti confluire, mediante apposite pompe di rilancio, in un serbatoio di stoccaggio da 1.000 m³, e da qui all'impianto di trattamento ITAR della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis";



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- reflui *sanitari*: derivanti principalmente dai servizi igienici, dalle docce degli spogliatoi e dal locale mensa dello stabilimento, sono recapitati nella fognatura consortile CNISI senza alcun trattamento di depurazione;
- *acque meteoriche*: riversate, a seconda della loro provenienza, in reticoli separati:
 - *acque meteoriche provenienti da aree non inquinabili*: derivanti dai pluviali della tettoia di sala macchine e dai piazzali sicuramente non inquinati; per questi ultimi, infatti, il Gestore precisa che è scongiurata ogni possibilità di dilavamento di sostanze inquinanti. Tali acque, previo passaggio dalla vasca di raccolta (alla quale confluiscono anche le acque di raffreddamento e la salamoia proveniente dagli impianti di dissalazione), vengono rilasciate direttamente in mare attraverso lo scarico finale SC;
 - *acque meteoriche provenienti da aree potenzialmente inquinate*: derivanti dai piazzali della zona caldaia e condotta fumi. Tali acque, previo passaggio in serbatoio di stoccaggio, vengono inviate all'impianto di trattamento ITAR della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis";
- acque di *raffreddamento*: acque di raffreddamento dei condensatori, caratterizzate da elevata salinità, scaricate in mare attraverso lo scarico finale SC, previo passaggio dalla vasca di raccolta;
- *salamoia*: acque ad elevata salinità generate nei due impianti di dissalazione (evaporatori) funzionanti in continuo, scaricate in mare attraverso lo scarico finale SC, previo passaggio dalla vasca di raccolta.

Per quanto attiene l'unico scarico in corpo idrico (SC), che avviene in mare nel Porto Industriale di Portovesme, il Gestore dichiara quanto riportato nella seguente tabella:

Scarico finale "SC" (coordinate geografiche: Lat. Nord 39°11'40", Long. Est 08°,24'08"); Recettore: Mare Mediterraneo; Portata media annua (storico 2009): 189.948.000 m ³ /anno; Portata media annua (capacità produttiva): 249.457.758 m ³ /anno.				
Scarico parziale contribuente	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Temperatura, pH
SC-C1 A/B	Fase 1 e Fase 2: raffreddamento dei condensatori A e B	99,05	Continuo	T < 35 °C; pH = 8,0 ÷ 8,2
SC-C2 A/B	Fase 1 e Fase 2: dissalatori A e B	0,05	Continuo	T < 35 °C; pH = 8,0 ÷ 8,2
SC-C2	Acque meteoriche non inquinate	-	Discontinuo	T < 35 °C; pH = 8,0 ÷ 8,2

In merito agli scarichi parziali contribuenti, si precisa inoltre che nella condotta dello scarico finale in mare (SC) confluiscono i seguenti cinque scarichi parziali:

- Scarico C1/A (raffreddamento del condensatore A associato alla sezione di produzione PS1);
- Scarico C1/B (raffreddamento del condensatore B associato alla sezione di produzione PS2);
- Scarico C2/A (dissalatore A associato alla sezione di produzione PS1);
- Scarico C2/B (dissalatore B associato alla sezione di produzione PS2);
- Scarico C2 (acque meteoriche non inquinate confluenti nelle condotte dei dissalatori A e B).



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

La Provincia di Cagliari ha autorizzato lo scarico finale in mare (SC) con atto n. 606 del 20/12/2006, avente validità quadriennale. Tra le varie prescrizioni l'autorizzazione provinciale prevede:

- rispetto dei limiti previsti per i parametri 1, 2 e 6 della Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in corrispondenza del punto di prelievo denominato P1 A (posto in uscita dal condensatore A, prima dell'immissione nella condotta dello scarico a mare (SC)) e del punto di prelievo denominato P1 B (posto in uscita dal condensatore B, prima dell'immissione nella condotta dello scarico a mare (SC));
- rispetto dei limiti previsti per i parametri 1, 2, 3 e 6 della Tabella 3 dell'Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in corrispondenza del punto di prelievo denominato P2 A (posto in uscita dal dissalatore A, prima dell'immissione nella condotta dello scarico a mare (SC)) e del punto di prelievo denominato P2 B (posto in uscita dal dissalatore B, prima dell'immissione nella condotta dello scarico a mare (SC));

4.4.3. Produzione di rifiuti

Nel corso della riunione con il Gruppo Istruttore tenutasi a Roma il 29/09/2010, il Gestore ha dichiarato la seguente produzione di rifiuti:

	Codice CER	Denominazione rifiuto
Rifiuti speciali non pericolosi	19 13 08	Rifiuti liquidi provenienti da risanamento acque di falda diversi da quelli di cui alla voce 19 13 07
	20 03 01	Rifiuti urbani non differenziati
	18 01 09	Medicinali diversi da quelli di cui alla voce 18 01 08
	17 04 05	Ferro e acciaio
	20 03 03	Residui della pulizia strade
Rifiuti speciali pericolosi	17 06 05*	Materiali da costruzione contenenti amianto
	17 06 01*	Materiali isolanti contenenti amianto
	20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio
	16 02 09*	Trasformatori e condensatori contenenti PCB
	17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose
	13 02 08*	Altri oli per motore, ingranaggi e lubrificazione
	10 01 04*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia
	18 01 03*	Rifiuti che devono essere raccolti e smaltiti applicando precauzioni particolari per evitare infezioni
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi contenenti sostanze pericolose	
16 07 08*	Rifiuti contenenti olio	

Il Gestore precisa che la categoria di rifiuti liquidi con CER 19 13 08 (Rifiuti liquidi provenienti da risanamento acque di falda diversi da quelli di cui alla voce 19 13 07) proviene dal risanamento delle acque di falda mediante messa in sicurezza di emergenza in ottemperanza delle disposizioni inerenti la bonifica nell'ambito del SIN.

Nell'ambito della produzione di rifiuti speciali non pericolosi di cui alla precedente tabella, si registra (valori medi nel triennio 2007-2008-2009) la netta prevalenza di produzione delle categorie con codici CER 19 13 08 (in misura maggiore) e CER 17 04 05; seguono le altre categorie con produzioni nettamente inferiori.

Nell'ambito della produzione di rifiuti speciali pericolosi di cui alla precedente tabella, si registra (valori medi nel triennio 2007-2008-2009) la netta prevalenza di produzione delle categorie con



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

codici CER 17 06 03*(in misura maggiore), CER 16 02 09* (in misura maggiore), CER 10 01 04*, CER 17 06 05*; seguono le altre categorie con produzioni nettamente inferiori.

Tali rifiuti (pericolosi e non pericolosi) vengono prevalentemente inviati a smaltimento.

L'area adibita a deposito delle ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia (CER 10 01 04*) è stata identificata con il numero n. 35; l'area n. 37 è adibita al deposito dei rifiuti non pericolosi, l'area n.38 al deposito di quasi tutti i rifiuti pericolosi; infine, per il deposito oli esausti (altri oli per motore, ingranaggi e lubrificazione aventi codice CER 13 02 08*), il Gestore si avvale dell'area denominata con il numero n.39. Quest'ultima categoria di rifiuto viene integralmente recuperata.

Il Gestore, nel corso della riunione con il Gruppo Istruttore sopra indicata, ha altresì dichiarato che allo stato attuale i rifiuti prodotti vengono gestiti esclusivamente nelle modalità di deposito temporaneo vista l'esiguità della quantità di rifiuti prodotti.



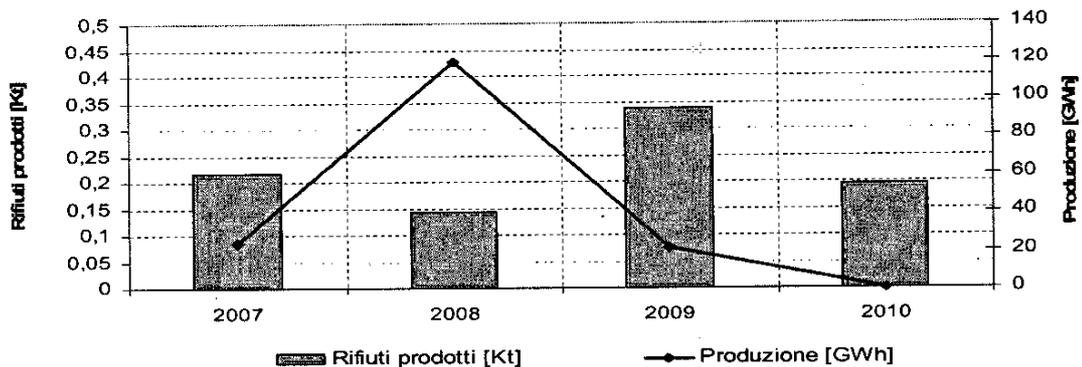
Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

A tal proposito, la seguente tabella mostra l'andamento nel corso degli anni 2007-2009 e nei primi otto mesi del 2010, della produzione di rifiuti della CTE:

Produzione di rifiuti				
Anno	2007	2008	2009	al 31/08/2010
Rifiuti pericolosi [Kt]	0,09	0,02	0,14	0,02
Rifiuti non pericolosi [Kt]	0,13	0,12	0,2	0,18

Il Gestore ha altresì prodotto la seguente tabella:



mettendo in relazione produzione totale di rifiuti e produzione di energia. A tal proposito il Gestore asserisce altresì che l'esercizio della Centrale di Portoscuso è economicamente sconsigliato rispetto alla Centrale Enel Sulcis in quanto non sfruttata per le sue potenzialità; anche per tale motivo le quantità di rifiuti attualmente prodotte sono di molto inferiori a quelle indicate nella domanda originaria.

Successivamente, in sede di presentazione della documentazione integrativa richiesta dal Gruppo Istruttore, il Gestore ha dichiarato quanto di seguito riportato:

Produzione di rifiuti (2009) ^(*)							
CER	Descrizione	Stato	Quantità [t/anno]	Provenienza	Stoccaggio		
					n. area	Modalità	Destinazione
19 13 08	Rifiuti liquidi provenienti da risanamento acque di falda diversi da quelli di cui alla voce 19 13 07	Liquido	200,070	Piezometri	n.d.	Serbatoio 4m ³	D15
17 06 05*	Materiali da costruzione contenenti amianto	Solido	23,560	Attività manutentive	38	Big Bag	D15
10 01 04*	Ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Solido	37,180	Da processo	35	Big Bag	D15
16 02 09*	Trasformatori e condensatori contenenti PCB	Solido	73,600	Sostituzione trasformatori	38	Big Bag	D15
17 06 03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	Solido	5,020	Pulizia aree contaminate da spandimenti accidentali	38	Big Bag	D15
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido	0,140	Manutenzione impianto luce	38	Big Bag	D15

(*) I rifiuti prodotti non sono correlabili con la produzione, pertanto sono stati riportati i dati relativi alla produzione di rifiuti massima avvenuta del triennio 2007-2009.



Con Determina 2393/IV del 14/10/2003, la Regione Autonoma della Sardegna ha autorizzato il deposito preliminare di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi per un quantitativo massimo di 7 tonnellate e per un periodo non superiore a cinque anni. Nello specifico, le categorie autorizzate sono state CER 13 02 08*: altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, facilmente biodegradabile, CER 13 03 01*: oli isolanti e termoconduttori, contenenti PCB, CER 15 02 02*: assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose, CER 16 01 07*: filtri dell'olio.

A tal proposito, in sede di riunione con il Gruppo Istruttore, il Gestore ha asserito che gli stoccaggi di oli e di PCB autorizzati non esistono più, asserendo in particolare che il PCB non è più presente in Centrale avendo l'azienda provveduto a smaltirlo nelle modalità e nei termini previsti dalla legge.

4.4.4. Inquinamento acustico

Nel dicembre 2006 il Gestore ha provveduto ad effettuare una campagna di misure mirata alla verifica del clima acustico in cinque punti di misura ritenuti maggiormente sensibili, posti in prossimità dei confini esterni della CTE (abitazioni e ambienti di vita: Punto 1, Punto 2, Punto 3, Punto 4 e Punto 5, individuabili nella planimetria dello studio del Gestore, ASP-CA-RP-02/06 del dicembre 2006). I valori di rumore ambientale in ciascun punto di misura risultanti da tale campagna, confrontati con i limiti di accettabilità previsti per "tutto il territorio nazionale" dall'art. 6 del DPCM 01/03/1991 (a quella data il Comune di Portoscuso non risultava ancora dotato di piano di zonizzazione acustica, ai sensi della Legge quadro sull'inquinamento acustico n.447 del 26/10/1995), hanno mostrato il rispetto dei limiti diurni.

Con delibera n.9 del 16/04/2006, il Comune di Portoscuso ha zonizzato dal punto di vista acustico il proprio territorio, facendo rientrare la porzione di territorio in cui ricade la CTE in "Classe VI" (Aree esclusivamente industriali).

Nel novembre 2010 è stata intrapresa un'ulteriore campagna di misure per la valutazione del rumore ambientale, sia in corrispondenza di punti di misura in prossimità dei confini esterni della CTE sia in corrispondenza di punti di misura "ricettori sensibili" (distanti dalla CTE). Tale campagna ha fornito il livello del solo rumore residuo (in quanto l'impianto era fermo al momento delle misurazioni), ossia il livello di rumore generato dalle attività antropiche/industriali al contorno. Le risultanze della campagna hanno evidenziato che, in corrispondenza di alcuni punti di misura (precisamente E54, P4, P5, I29 e I35, individuabili nella planimetria allegata allo studio ASP10AMBRP114-00 del 16/11/2010, presentato dal Gestore nell'ambito delle integrazioni dell'istanza di A.I.A.), i livelli di rumore residuo assumono valori non trascurabili da tenere in debita considerazione al momento in cui verranno eseguite ulteriori misure ambientali con la CTE in funzione.

4.4.5. Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Il sottosuolo del sito di implementazione dello stabilimento è costituito prevalentemente, per quanto relativo agli strati eventualmente influenzabili ambientalmente dalle attività, da strati sabbiosi e da uno stato di riporto di sabbia e ghiaia.

Nella trattazione delle "linee di impatto ambientale" (Scheda B.17) la Società afferma che l'implementazione dello stabilimento non comporta alcun rischio sia per le acque sotterranee sia per il suolo, il sottosuolo e per l'assetto idro-geomorfologico del territorio di competenza.

Pertanto, il rischio di contaminazione del suolo e del sottosuolo è stato rappresentato come dipendente dalle seguenti cause:

- potenziale presenza di inquinanti pregressi nel terreno;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- accadimento incidentale di sversamenti e/o di perdite di sostanze liquide al suolo.

Misure adottate e/o adottabili per contenere gli effetti dovuti ad eventuali sversamenti:

- fase di carico e di scarico di sostanze pericolose nei depositi: sono stati previsti dei bacini di contenimento e/o piazzole adibite all'uso. Da tali bacini di contenimento, i fluidi vengono convogliati al sistema di trattamento delle acque reflue;
- le aree dello stabilimento presentano pavimentazione impermeabilizzata e con adeguata pendenza in grado di convogliare eventuali sostanze pericolose, ricadute al suolo e dilavate dalle acque meteoriche, nella rete fognaria collegata all'impianto di trattamento I.T.A.R. della distinta Centrale ENEL PRODUZIONE S.p.A. "Grazia Deledda - Sulcis";
- nei casi di emergenza, in cui può verificarsi una situazione di contaminazione del suolo, verranno adottate le misure necessarie ed eventuali bonifiche e ripristini delle aree coinvolte nell'incidente, così come previsto dal Piano di Emergenza Interno e dalle prescrizioni di emergenza ambientale;
- le vasche di transito, asservite al sistema di raccolta e convogliamento delle acque reflue, sono interrate e sottoposte a verifica di tenuta con frequenza quinquennale e regolarmente certificate. Sono previste, inoltre, ispezioni visive con cadenza annuale;
- più in generale, sono state previste misure di controllo e sorveglianza tese alla verifica preventiva dello stato di conservazione delle aree adibite allo stoccaggio delle sostanze pericolose e dei rifiuti.

4.4.6. Sorgenti di odori

Il Gestore dichiara l'assenza di sorgenti note ed emissioni odorigene fastidiose nell'area circostante l'impianto di Portoscuso. Pertanto non sono state previste campagne di misure al riguardo.

4.4.7. Altre forme di emissioni

Inquinamento elettromagnetico

Il Gestore esclude l'introduzione nel territorio di sorgenti di radiazioni elettromagnetiche con potenziali rischi conseguenti.

Il Gestore esclude, altresì, il rischio di modifica dell'attuale distribuzione delle sorgenti di onde elettromagnetiche con potenziali rischi conseguenti.

PCB

Alla data di produzione della domanda di A.I.A. (28 dicembre 2006) il Gestore ha affermato che erano presenti n.6 trasformatori 6/0,38 kV contenenti 22.880 kg PCB, dichiarando al contempo che lo smaltimento sarebbe stato effettuato secondo il piano generale stabilito in ambito nazionale dell'ENEL in conformità alla normativa vigente.

Allo stato attuale in Centrale non sono più presenti apparecchi contenenti PCB (il Gestore ha presentato la denuncia censimento zero). Nello specifico, come affermato in occasione della riunione con il Gruppo Istruttore del 29/09/2010, il Gestore ha inviato comunicazione n.2606 del 30/12/2009 alla R.A.S., dichiarando che allo stato attuale il PCB è stato smaltito e che non è più presente alcuna apparecchiature contenente PCB.

Amianto

Per quanto attiene la componente amianto, il Gestore ha dichiarato quanto di seguito riportato:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Al fine di ottemperare alle disposizioni di cui all'Art.24 del D.Lgs 277/1991, per una compiuta valutazione del rischio si è proceduto a quanto segue:

- E' stato effettuato un accurato censimento al fine di individuare tutti i componenti d'impianto suscettibili di contenere amianto. Il censimento è stato effettuato attraverso l'analisi delle specifiche tecniche esistenti nella Centrale, relativamente alle caratteristiche dei materiali impiegati nella costruzione dell'impianto e nei momenti successivi, sia attraverso una ispezione visiva sull'impianto.

L'indagine documentale e visiva ha consentito di individuare diverse parti d'impianto nelle quali esiste amianto, per ognuna delle quali è stata compilata una scheda d'identificazione, sulla quale sono state riportate le dimensioni ed il volume complessivo del materiale contenente amianto.

Sulla scorta delle informazioni rilevate dalle specifiche tecniche o attraverso apposite analisi effettuate presso Laboratori specializzati, si è quindi proceduto alla caratterizzazione dei materiali; per quanto concerne il tipo di amianto e la percentuale del materiale madre (matrice).

Tale prima fase di indagine ha consentito quindi di definire quantitativamente e qualitativamente le dimensioni della problematica e di accertare che:

- non esistono materiali composti esclusivamente di amianto;
- i materiali contenenti amianto sono presenti nei gruppi 1 e 2;
- i componenti di cemento amianto sono costituiti essenzialmente da:
 - a) fogli isolanti in amianto crisolito 75% ubicati nel soffitto dei vani interruttori dei quadri PC/MCC - 380/220 V e 220/24 V;
 - b) lastre di cemento amianto costituenti le celle spegna arco degli interruttori 6 KV e 380 V dei servizi ausiliari di Centrale;
 - c) rivestimento spruzzato in amianto Amosite 10% del vano di corsa ascensori, attualmente completamente inglobato con vernici;
 - d) copertura in fibrocemento (tipo Eternit) costituito in Crisotilo del 6-12% della matrice (cemento + silice).
- Successivamente all'inventario - censimento dei materiali contenenti amianto, è stata elaborata una metodologia per la definizione dei criteri oggettivi ai fini della valutazione dello stato di conservazione dei coibenti contenenti amianto ed una simile per i materiali in cemento/amianto.

Allo stato attuale è stato smaltito tutto l'amianto relativo al punto d). Entro il 2013 verranno smaltite tutte le quantità presenti in Impianto: a), b) e c).

Vibrazioni

Il Gestore esclude possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni prodotte in fase di esercizio della CTE.

Il Gestore esclude, altresì, possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni prodotte dal traffico indotto.

Inquinamento luminoso

Il Gestore esclude la potenziale produzione di luce notturna in ambienti sensibili. A tal proposito, il Gestore rappresenta, altresì, che:



- gli edifici e le strutture industriali che caratterizzano lo stabilimento Enel di Portoscuso sono ubicati nella zona industriale di Portovesme, ove sorgono altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni;
- sussistono elementi impiantistici, propri della Centrale di Portoscuso e/o funzionalmente in comune con altri distinti impianti presenti in detta zona industriale.

5. IMPIANTO OGGETTO DELL'ISTANZA DI AIA

Il Gestore chiede l'autorizzazione per l'impianto in esame nel suo assetto attuale. Nell'ambito dell'istanza di A.I.A, non sono state infatti presentate e compilate le sezioni della scheda C relative alle eventuali proposte di miglioramento o potenziamento dell'impianto medesimo, ossia di possibili future modifiche rispetto all'assetto esistente alla data di presentazione dell'istanza.

Conseguentemente, non trattandosi nella fattispecie di un nuovo impianto (la CTE di Portoscuso è già in esercizio), l'assetto impiantistico da autorizzare coincide con quello attuale descritto al Capitolo 4.

Si precisa inoltre che, per la CTE in oggetto, il Gestore fa richiesta di esenzione ai sensi del comma 5 di cui all'art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

6. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

6.1. Introduzione

Il sito della Centrale è ubicato nella costa sud-occidentale della Sardegna, nella nuova provincia di Carbonia Iglesias nel Sulcis-Iglesiente, in corrispondenza della demarcazione tra le aree geografiche denominate Iglesias e Sulcis, in vista delle isole di S. Pietro (circa 8 km a sud-ovest) e di S. Antioco (circa 10 km a sud) e a circa 60 km da Cagliari.

La Centrale è ubicata nel territorio del comune di Portoscuso, nella zona industriale di Portovesme, ove sorgono anche altri insediamenti produttivi di notevoli dimensioni, operanti prevalentemente nei comparti minerario, energetico e metallurgico. Con Delibera del Consiglio dei Ministri del 30 novembre 1990 l'area comprendente oltre a Portoscuso, i comuni di Gonnessa, Carbonia, S. Giovanni Suergiu e S. Antioco è stata dichiarata "ad elevato rischio di crisi ambientale". Nei pressi della Centrale Portoscuso operano anche la Centrale termoelettrica Enel Sulcis, facente parte integrante della UB Sulcis, l'Eurallumina (ossido di alluminio da bauxite), l'Alcoa (alluminio primario da ossido di alluminio), ILA (produzione laminati in alluminio) e la Portovesme s.r.l (zinco, piombo, cadmio). L'area è raggiungibile attraverso una buona rete viaria che la collega ai maggiori centri del Sulcis-Iglesiente.

Il territorio circostante è principalmente caratterizzato da superfici a copertura naturale (macchia foresta, boscaglia costiera, macchia bassa) e da aree agricole. Il clima del Sulcis Iglesias è condizionato dalla presenza della massa marina che gli conferisce carattere mite e rivierasco, nonché dalla conformazione geografica del territorio e dalla presenza delle due isole di San Pietro e Sant'Antioco. Questi fattori determinano frequenti modificazioni del regime dei venti e delle piogge ed una situazione di elevato soleggiamento dell'area. Le principali direzioni di provenienza dei venti sono NW (maestrale) e SE (scirocco).

L'andamento della costa presenta caratteri di marcata irregolarità e variabilità tipici delle coste sarde sud-occidentali. Il fondale antistante il sito presenta un canale d'ingresso al porto di Portovesme con una profondità di 13-14 metri.

Il sottosuolo, nelle profondità suscettibili di interazioni ambientali con le attività del sito, è composto prevalentemente da strati sabbiosi e da uno strato di riporto di sabbia e ghiaia. Dal punto



di vista idrogeologico la formazione paleogenica del calcare a Milioliti rappresenta l'acquifero e la falda più importante del Bacino del Sulcis. L'area presenta inoltre vari piccoli bacini idrografici costieri; i corsi d'acqua sono caratterizzati da un regime idrico tipicamente torrentizio, con lunghi periodi di secca che interessano in particolare i corsi minori.

6.2. Aria

La Regione Autonoma della Sardegna, con Deliberazione n.55/6 del 29/11/2005, ha approvato il Piano di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria ambiente, contenente sia la valutazione della qualità dell'aria e zonizzazione sia l'individuazione delle possibili misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi di cui al D.Lgs 351/1999.

La documentazione allegata al Piano identifica la zona di Portoscuso come potenzialmente critica (sulla base dei risultati di studi modellistici antecedenti) sia per la salute umana che per la vegetazione, indicando come misure tecnologicamente più efficaci per la riduzione delle emissioni in ambito industriale l'applicazione della migliore tecnologia disponibile, ivi compresa l'adozione di combustibili meno inquinanti.

Per quanto attiene la qualità dell'aria nel territorio circostante la CTE di Portoscuso, si è preso atto di quanto riportato nell'ultima relazione annuale sulla qualità dell'aria: *Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2009*. Nel documento si legge quanto di seguito riportato.

L'area comprende diverse realtà emissive, di tipo industriale, minerario e urbano. Le attività più inquinanti sono localizzate nell'area industriale di Portoscuso, la quale ospita una serie di insediamenti industriali di diversa natura la cui produzione varia dalla energia elettrica, all'intera filiera dell'alluminio, ai metalli non ferrosi (piombo e zinco), ecc..

La rete presente nell'area è costituita da sette cabine, di cui quattro danno origine ad una sotto-rete intorno all'area industriale di Portoscuso; due delle stazioni dislocate attorno all'area industriale (CENPS2 e CENPS4) sono molto vicine alle fonti emissive e, specialmente la CENPS2, poco rappresentative ai fini della valutazione del rispetto dei limiti per la protezione della salute umana. Le altre tre stazioni di misura sono dislocate a Carbonia (CENCB1, non attiva nel 2009) e a Sant'Antioco (CENST1 e CENST2).

Le stazioni di misura dell'area, escludendo la CENCB1 che è stata disattivata nel 2006 e dovrebbe trovare entro la fine del 2010 una nuova sistemazione nel centro urbano di Carbonia nell'ambito dell'adeguamento tecnologico delle rete regionale, hanno avuto una funzionalità complessiva di dati validi delle stazioni del 90% contro il 91% del 2008.

Le stazioni di misura hanno registrato vari superamenti dei limiti relativi alle polveri sottili, al biossido di zolfo e all'ozono, **senza peraltro eccedere il numero massimo consentito dalla normativa:**

- per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di 35 volte in un anno civile): 21 superamenti nella CENPS2, 7 nella CENPS4, 12 alla CENPS6, 12 nella CENPS7, 2 nella CENST1 e 13 nella CENST2;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($350 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media oraria da non superare più di 24 volte in un anno civile): 1 superamento nella CENPS2 e 1 nella CENPS6;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- per il valore bersaglio per il 2010 per l'ozono ($120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 in un anno civile come media sui tre anni): 4 superamenti nella CENPS7.

Nell'anno precedente erano stati registrati:

- per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 ($50 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di 35 volte in un anno civile): 1 superamenti nella CENPS2, 12 nella CENPS4, 11 nella CENPS7, 5 nella CENST1 e 5 nella CENST2;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($350 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media oraria da non superare più di 24 volte in un anno civile): 5 superamenti nella CENPS4, 1 nella CENPS6 e 6 nella CENPS7;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l' SO_2 ($125 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla media giornaliera da non superare più di tre volte in un anno civile): 1 superamento nella stazione CENPS2, 2 nella CENPS4 e 1 superamenti nella CENPS7,
- per il valore bersaglio per il 2010 per l'ozono ($120 \mu\text{g}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile giornaliera di otto ore da non superare più di 25 in un anno civile come media sui tre anni): 4 superamenti nella CENPS7.

Rispetto all'anno precedente si registra quindi, complessivamente, una diminuzione dei superamenti per il biossido di zolfo, senza nessun superamento del limite giornaliero, una situazione di stabilità per l'ozono e l'aumento complessivo dei superamenti per i PM10.

La sola stazione CENPS7 rileva il benzene; la media annuale è pari a circa $0.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$, ben lontana dal limite di legge di $6 \mu\text{g}/\text{m}^3$.

Il monossido di carbonio (CO) è misurato nella sola stazione CENPS4; la massima media mobile di otto ore è di $0.7 \text{mg}/\text{m}^3$. Le concentrazioni rilevate si mantengono quindi ampiamente entro il limite di legge ($10 \text{mg}/\text{m}^3$ sulla massima media mobile di otto ore), così come l'anno precedente.

Il biossido di azoto ha medie annue che variano tra $5.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) e $11.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS7) e valori massimi orari compresi tra $44.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) e $82.2 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS4); in entrambi i casi i valori considerati sono ben lontani dai limiti di legge (rispettivamente $42 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e $210 \mu\text{g}/\text{m}^3$). Rispetto all'anno precedente si assiste a una diminuzione dei principali indicatori statistici nelle centraline della zona industriale di Portoscuso.

L'ozono, rilevato solo dalla stazione CENPS7, ha un massimo valore orario pari a $150.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ e massima media mobile di otto ore di $124.9 \mu\text{g}/\text{m}^3$; i valori rispettano i limiti di legge, ma sono in leggero aumento per quanto riguarda la media annuale rispetto al 2008.

Per quanto riguarda le polveri sottili (PM10) si evidenzia, rispetto al 2008, il deciso aumento dei superamenti registrati nelle stazioni (67 contro 23 del 2008). I mesi in cui si è registrato il maggior numero di superamenti sono febbraio, maggio, luglio e dicembre nei quali si sommano circa il 75% dei superamenti complessivi. La media annua varia da $17.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) a $30.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS2), mentre le massime medie giornaliere da $76.1 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENST1) a $97.5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ (CENPS6).

La situazione riguardo al biossido di zolfo, rispetto al 2008, manifesta una riduzione degli indicatori statistici delle concentrazioni. Ampiamente più bassi i valori registrati dalle due stazioni di Sant'Antioco. Le massime medie giornaliere di biossido di zolfo variano tra $3.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENST2 a $73.8 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENPS2, mentre i valori massimi orari da $26.3 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENST1 a $703.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ della CENPS2. I superamenti sono stati registrati il 30 aprile nella CENPS2 e l'11 agosto nella CENPS6.



In definitiva la situazione registrata nell'area risulta entro la norma per tutti gli inquinanti monitorati, con una diminuzione delle concentrazioni del biossido di zolfo, una situazione di stabilità per l'ozono e l'aumento complessivo dei superamenti per i PM10, in particolare nelle postazioni CENPS2 e CENPS6.

In particolare, per quanto attiene il parametro PM10, la relazione contiene un'analisi dell'inquinamento a scala regionale, evidenziando nelle conclusioni che: *"In definitiva, oltre a fenomeni locali, che spiegano le differenze tra i livelli di inquinamento di stazioni vicine e i superamenti limitati a singole aree, esistono fenomeni a scala regionale o sovra regionale, ancora da identificare con precisione, che possono verosimilmente spiegare il contemporaneo aumento delle concentrazioni (e dei superamenti) in molte stazioni di aree differenti in alcune specifiche giornate dell'anno. Il principale indiziato di questi fenomeni a scala regionale o sovra regionale è certamente l'apporto di polveri sahariane nel bacino del mar Mediterraneo, dovuto al verificarsi di particolari condizioni meteorologiche a scala continentale"*.

Nel corso della riunione del Gruppo Istruttore del 02/02/2010, il rappresentante dell'ARPA Sardegna ha fatto rilevare che nel giugno 2010 è stata ubicata, nella zona Nuraxi Figus (in prossimità dell'area industriale), un'ottava centralina per il monitoraggio della qualità dell'aria denominata CENNF1.

6.3. Acque

Con Deliberazione n.14/16 del 04/04/2006 la Regione Autonoma della Sardegna ha approvato il Piano di Tutela delle Acque (PTA) ai sensi del previgente D.Lgs 152/1999.

Si riportano di seguito alcune indicazioni estratte dalla documentazione allagata al PTA relativamente alla zona di interesse:

- i documenti riportano che i centri di pericolo potenziale più rilevanti sono dati dagli insediamenti industriali di Portoscuso - Portovesme. Tuttavia, per quanto riguarda le acque marino-costiere, viene evidenziato come gli esiti del monitoraggio, a causa di difficoltà logistiche, non consentano di pervenire a una classificazione e di conseguenza ad una identificazione delle criticità esistenti;
- I carichi potenziali di origine industriale sono: BOD5 = 138,86 t/anno, COD = 526,74 t/anno, N = 30,62 t/anno, P = 0,24 t/anno e le corrispondenti principali attività produttive "produzione di altri prodotti alimentari, fonderie, trattamento e rivestimento dei materiali", "lavorazioni meccanica generale, fabbricazione di elementi da costruzione in metallo";
- il corpo idrico "Peschiera di Boi Cerbus", rientrante nel Comune di Portoscuso, ricade in area sensibile.

Inoltre, nell'ambito delle acque superficiali e di quelle sotterranee, la documentazione istruttoria evidenzia quanto di seguito riportato.

Acque superficiali:

Il drenaggio acido (DA), una delle problematiche ambientali connesse al sito del SULCIS e a tutte le aree adibite ad estrazione mineraria, consiste nella produzione di acidi che avviene quando materiali ricchi di solfuri contenuti nella roccia sterile e negli sterili sono esposti all'ossigeno e all'acqua e reagiscono con essi formando acidi solforici. L'acido solforico discioglie i metalli che vengono messi in circolo nell'ambiente da fenomeni dilavamento, ruscellamento e circolazione idrica superficiale e sotterranea, con ripercussioni gravi e prolungate sulle matrici ambientali, la flora e la fauna. Pur non esistendo nel Comune di Portoscuso centri minerari, in zone



immediatamente limitrofe sono, tuttavia, presenti le miniere di carbone di Seruci e Nuraxi Figus (Comune di Gonnessa) e di Cortoghiana (Comune di Carbonia), le quali insistono sui bacini idrografici relativi a corsi d'acqua che attraversano il comune di Portoscuso.

Acque sotterranee:

Lo stato qualitativo delle acque di falda presenta una situazione complessa, con metalli diffusamente presenti; le evidenze di contaminazione si concentrano principalmente in due settori del sito: la parte nord-orientale e l'area meridionale del parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda". La contaminazione da parte di metalli appare estesa a tutta l'area del sito, ed interessa anche i piezometri posti a monte, nel senso del gradiente idraulico, rispetto agli impianti della Centrale. Si tratta dunque di una contaminazione diffusa su un'area vasta, che non origina necessariamente all'interno del sito.

Tra le passate attività che possono avere originato un rilascio di metalli, la più importante, dal punto di vista del rischio di contaminazione delle acque sotterranee, è costituita dall'accumulo delle ceneri da combustione presso l'ex-parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda". Le ceneri da olio combustibile presentano un tenore elevato solo di alcuni metalli, in particolare vanadio e nichel, nel campo delle unità per cento in peso, e questi due metalli sono molto mobili in acqua, in particolare il Vanadio, che forma ossoanioni e ossocazioni facilmente solubili.

Le acque di falda non risultano contaminate da Vanadio o Nichel, neppure presso i piezometri situati all'interno del parco ceneri della CTE ENEL Sulcis "Grazia Deledda".

Allo stato attuale non è stato ancora approvato il progetto di bonifica del sito e l'unico intervento di messa in sicurezza del sito, consiste nell'emungimento acque da alcuni piezometri.

6.4. Suolo e sottosuolo

Lo stato qualitativo dei suoli del sito è caratterizzato da una diffusa presenza di metalli in concentrazioni eccedenti i Limiti Accettabili fissati dall'ex DM 471/99; tutti i superamenti delle CLA sono stati registrati principalmente negli strati superiori dei sondaggi, in corrispondenza del materiale di riporto e, in generale, le concentrazioni misurate sono dello stesso ordine di grandezza delle CLA. La presenza dei metalli nella matrice del terreno superficiale può essere ascritta alle seguenti cause:

- l'impiego, per riporti e riempimenti, di terreni provenienti dal vicino comprensorio minerario, ricchi in minerali di piombo, cadmio e zinco;
- residui delle lavorazioni attuate dalle precedenti proprietà nelle aree acquisite da terzi.

Ciò costituisce un problema noto in tutta l'area del Comune di Portoscuso, come citato anche nel *Piano di disinquinamento per il risanamento del territorio del Sulcis-Iglesiente* elaborato dalla Regione Autonoma della Sardegna.

6.5. Episodi ambientalmente rilevanti occorsi in passato

Affioramenti di acque salmastre

Da tempo, come confermato dalle analisi chimiche del pozzo Pz1, gli impianti di Centrale sono interessati da affioramenti di acque salmastre, in particolare nelle aree dei magazzini e nella stazione di pompaggio delle acque condensatrici; a tale proposito il Gestore ritiene che tali perdite provengano dalle condotte delle acque condensatrici.

Fuoriuscita di acque inquinate da soda

Nella sopra citata stazione di pompaggio sono presenti fuoriuscite dal terreno di acque alcaline provenienti presumibilmente dagli stabilimenti confinanti. Dalla documentazione istruttoria risulta che la confinante società Euroallumina, allo scopo di recuperare queste acque nel suo processo



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

produttivo, ha realizzato un proprio sistema di pompaggio, il quale allo stato è fermo e presumibilmente danneggiato dalle acque salmastre.

Perdita di OCD dall'oleodotto tra parco combustibili e gruppi termici

Durante il maggio 1999 il personale interno segnalava affioramenti di OCD nei suoli in prossimità della portineria, a circa 1,5 metri di profondità e in corrispondenza del punto dove erano ubicate le tubazioni dell'OCD; le dimensioni della fuoriuscita si estendevano longitudinalmente per qualche metro e trasversalmente per tutta la dimensione degli oleodotti, circa 1,5 metri. Successivamente l'area interessata dallo sversamento è stata scavata ed è stato individuato il punto di perdita, al quale è stato successivamente installato un collare metallico; in questa operazione sono stati rimossi e successivamente smaltiti circa 15 m³ di terreno contaminato.

6.6. Rumore

Con delibera n.9 del 16/04/2006 il Comune di Portoscuso ha dotato il proprio territorio del piano di zonizzazione acustica, facendo rientrare la porzione di territorio in cui ricade la CTE in "Classe VI" (Aree esclusivamente industriali).

6.7. Siti di interesse comunitario

All'interno del territorio comunale sono presenti due Siti di Interesse Comunitari (SIC), perimetrati ai sensi della Direttiva "Habitat" 92/43/CEE:

- Punta S'Aliga, una stretta fascia peninsulare che delimita a ovest la peschiera di Boi Cerbus. In quest'area prevalgono oltre ad ambienti litoranei s.s. (spiagge, dune) aree a vegetazione spontanea di macchia.
- Costa di Nebida: comprendente il settore costiero che delimita a nord ovest il territorio comunale, anch'essa caratterizzata da vegetazione spontanea (macchia e pineta).

6.8. Siti di interesse nazionale

L'intero territorio comunale di Portoscuso, oltre a ricadere per intero nelle aree ad elevato rischio di crisi ambientale, interessate dal piano di disinquinamento di cui al DPCM 23.04.1993, è stato compreso all'interno del sito di interesse nazionale del Sulcis-Iglesiente-Guspinese (D.M. 12 marzo 2003).

7. VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC

Di seguito viene rappresentato il confronto tra le migliori tecniche disponibili (MTD) per i grandi impianti di combustione, desunte dai documenti comunitari (BREF LCP - July 2006) e dalle Linee Guida nazionali (LG - pubblicate nel Supplemento Ordinario n. 29 alla Gazzetta Ufficiale del 03/03/2009, Serie Generale n. 51) vigenti e lo stato di fatto impiantistico della CTE, anche tenendo conto delle eventuali migliorie impiantistiche proposte per il futuro dal Gestore.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

7.1. Sistemi di gestione ambientale

Sistemi di gestione ambientale (BREF)

MTD (BREF LCP § 6.5)

Implementare ed aderire ad un Sistema di Gestione Ambientale (S.G.A.).

Stato: Non applicata.

Il Gestore, il 28 dicembre 2006, ha adottato un S.G.A., documentato ma non certificato.

7.2. Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime

Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi (BREF)

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento deve essere progettato per contenere tutto o in parte il volume (dal 50 al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o per lo meno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dai serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere associato agli allarmi in uso. I sistemi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.

Stato: Applicata.

Al di sotto dei due serbatoi di stoccaggio di olio combustibile, TK1 e TK2, da 25.000 m³ ciascuno, è presente un unico bacino di contenimento non impermeabilizzato di capacità prossima all'intero volume di stoccaggio.

Il serbatoio di servizio TK5 da 200 m³ (OCD) e il serbatoio TK6 da 50 m³ (gasolio) sono dotati di un comune bacino di contenimento impermeabilizzato con capacità di 300 m³.

Il Gestore dichiara altresì che esistono sistemi di allarme in tutti i serbatoi di combustibile (OCD e gasolio) che bloccano l'erogazione al rilevamento di eventuali perdite.

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente e in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrate, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrate devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).

Stato: Non sono stati specificati dettagli in merito.

MTD (BREF LCP § 6.5.1)

Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possano essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.

Stato: Parzialmente applicata.

Le acque meteoriche provenienti da aree potenzialmente inquinate quali quelle derivanti dai piazzali della zona caldaia e condotta fumi, previo passaggio da un serbatoio di stoccaggio, vengono inviate all'impianto di trattamento ITAR della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis".

Lungo il tratto aereo dell'oleodotto all'interno della CTE di Portoscuso è disposta apposita canaletta di raccolta.



7.3. Efficienze

Utilizzo efficiente dell'energia (BREF)

MTD (BREF LCP § 6.5.3.1)

Uso di sistemi avanzati di controllo computerizzati al fine di raggiungere una elevata performance della caldaia con il miglioramento delle condizioni di combustione che supporti la riduzione delle emissioni.

Stato: Applicata.

Il Gestore, nell'ambito della documentazione presentata nel corso della riunione tenutasi con il Gruppo Istruttore il 29/09/2010, dichiara che effettua il controllo sistematico dei parametri di esercizio per il miglioramento del consumo specifico (incombusti nelle ceneri, eccesso d'aria, temperatura fumi, parametri ciclo termici) e adotta procedure/istruzioni per il suo controllo.

Utilizzo efficiente dell'energia (LG)

MTD (LG § 4.2.4)

Efficienza elettrica, in pura condensazione, per centrali elettriche con caldaie tradizionali esistenti: 38÷40%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore dichiara un rendimento pari a circa il 34%.

7.4. Aria

Emissioni di polveri e metalli pesanti (BREF)

MTD (BREF LCP § 6.5.3.2)

Uso di precipitatori elettrostatici (ESP). La maggior parte dei metalli pesanti evapora durante il processo di combustione, condensandosi successivamente sulle superfici delle particelle delle polveri più fini (come le ceneri leggere volatili) trasportate dai fumi di combustione. L'utilizzo degli ESP consente dunque di abbattere, oltre al contenuto delle polveri anche la maggior parte dei metalli pesanti.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di precipitatori elettrostatici, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 5 ÷ 20 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore adotta due precipitatori elettrostatici (uno per ciascun gruppo), per i quali dichiara, alla capacità produttiva, un livello di emissione di polveri di 40 mg/Nm³, inteso come media mensile.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.2)

Monitoraggio periodico dei metalli pesanti.

Stato: Parzialmente applicata.

Nell'ambito della documentazione integrativa allegata all'istanza di A.I.A. (Scheda B.7.1), il Gestore ha fornito i risultati delle misure puntuali dei metalli in corrispondenza dei camini dei gruppi di produzione. Tali misure risalgono all'anno 2005; non sono presenti dati aggiornati.

Emissioni di SO₂ (BREF)

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)

Olio combustibile a basso tenore di zolfo.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Parzialmente applicata.

Le sezioni di produzione, PS1 e PS2, vengono alimentate con OCD STZ (S<0,5%, in ottemperanza delle prescrizioni di cui al decreto 55/04/2004 MD del Ministero delle Attività Produttive).

Il livello di emissione di SO₂ dichiarato dal Gestore alla capacità produttiva, per ciascuna delle due sezioni, è pari a 850 mg/Nm³, con un valore storico nel 2009 pari a 337 mg/Nm³ per la sezione PS1 e 261 mg/Nm³ per la sezione PS2, intesi come medie annuali. Il limite normativo attuale è quello stabilito dal MICA (decreto n.107 del 17/07/2000) che impone un limite di 1.400 mg/Nm³ (media mensile), O₂ pari a 3%.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Co-combustione di gas naturale e olio combustibile con FGD wet scrubber (desolforatore). Efficienze di abbattimento associate ai sistemi FGD wet scrubber: 92÷98%.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)

FGD spray dry scrubber (desolforatore). Efficienze di abbattimento associate: 85÷92%.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

La Centrale non adotta tale misura opzionale.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)

Scrubber ad acqua di mare.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (BREF LCP § 6.5.3.3)

Tecniche combinate per la riduzione di SO₂ ed NO_x.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta di tale misura opzionale.

Emissioni di SO₂ (LG)

MTD (LG § 6.1)

Processo ad umido calcare/gesso. Efficienze di abbattimento associate: 92÷98%.

Così come riportato al § 4.6.3 delle LG, i livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW sono: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (LG § 6.1)

Processo a secco spray dry. Efficienze di abbattimento associate: 85÷92%.

Così come riportato al § 4.6.3 delle LG, i livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tale misura opzionale, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW sono: 50 ÷ 200 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

Emissioni di NO_x (BREF)

MTD (BREF § 6.5.3.4)

Misure primarie (air e fuel staging, bruciatori Low NO_x, reburning, ecc.) in combinazione con SCR o tecniche combinate.

Livelli emissivi conseguibili con l'adozione di tali misure, per impianti esistenti con potenza termica > 300 MW: 50 ÷ 150 mg/Nm³ (media giornaliera), con tenore di O₂ di riferimento pari al 3%.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di adottare, quale misura primaria, combustori a bassa produzione di NO_x. In Centrale non sono installati sistemi di abbattimento degli NO_x.

Il livello di emissioni dichiarato dal Gestore alla capacità produttiva, per ciascuna sezione di produzione, è pari a 550 mg/Nm³, con O₂ al 3%. Tale valore coincide con quello autorizzato dal MICA (decreto n.107 del 17/07/2000) e va inteso come media mensile. Per quanto attiene gli storici (2009), la media annuale dichiarata per PS1 si attesta a 257



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

mg/Nm³, mentre per PS2 si attesta a 334,6 mg/Nm³.

Emissioni di NO_x (LG)

MTD (LG § 6.2.2)

Basso eccesso d'aria: riduzione 10÷44%.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di procedere al controllo sistematico dell'eccesso d'aria con conseguente adozione di procedure e istruzioni. La documentazione allegata all'istanza di A.I.A. non contiene ulteriori specifiche.

MTD (LG § 6.2.2)

Air staging in caldaia (BOOS oppure OFA): riduzione 10÷65%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (LG § 6.2.2)

Ricircolo gas: riduzione 20÷50%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (LG § 6.2.2)

Reburning: riduzione 50÷60%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (LG § 6.2.2)

Bruciatori a bassa emissione di NO_x Air staged: riduzione 25÷50%.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di adottare combustori a bassa emissione di NO_x non specificando nella documentazione allegata all'istanza di A.I.A. la tipologia e i livelli di riduzione conseguibili.

MTD (LG § 6.2.2)

Bruciatori a bassa emissione di NO_x Fuel staged: riduzione 50÷60%.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di adottare combustori a bassa emissione di NO_x non specificando nella documentazione allegata all'istanza di A.I.A. la tipologia e i livelli di riduzione conseguibili.

MTD (LG § 6.2.2)

Riduzione catalitica selettiva SCR: riduzione 80÷95%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

MTD (LG § 6.2.2)

Riduzione catalitica non selettiva NSCR: riduzione 30÷50%.

Stato: Non applicata.

Il Gestore non adotta tale misura opzionale.

Emissioni di CO (BREF)

MTD (BREF § 6.5.3.5)

Combustione completa, unitamente alla corretta progettazione della camera di combustione.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di procedere al controllo sistematico di parametri di esercizio con conseguente adozione di procedure e istruzioni. La documentazione allegata all'istanza di A.I.A. non contiene ulteriori specifiche.

MTD (BREF § 6.5.3.5)

Utilizzo di sistemi di monitoraggio in continuo e tecniche di controllo di processo ad alte prestazioni.

Stato: Parzialmente applicata.

Il Gestore dichiara di effettuare il monitoraggio in continuo dei macroinquinanti (SO₂, NO_x, CO e polveri) e di procedere al controllo sistematico di parametri di esercizio con conseguente adozione di procedure e istruzioni. La documentazione allegata all'istanza di A.I.A. non contiene ulteriori specifiche.



MTD (BREF § 6.5.3.5)

Attenta manutenzione del sistema di combustione.

Stato: Non sono stati specificati dettagli in merito.

7.5. Emissioni in acqua

Emissioni in acqua (BREF)

MTD (BREF § 6.5.3.7)

Per la rigenerazione dei sistemi di demineralizzazione e dei sistemi di trattamento delle acque di condensa/alimentazione: letti misti, osmosi inversa, resine a scambio ionico, ecc..

Stato: Non pertinente.

Tutte le acque reflue quali quelle industriali, sanitarie, meteoriche inquinate, di raffreddamento ausiliari (escluse quelle di raffreddamento dei condensatori) vengono inviate all'I.T.A.R. della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis".

MTD (BREF § 6.5.3.7)

Per il lavaggio delle caldaie, preriscaldatori e precipitatori elettrostatici: neutralizzazione e operazioni a circuito chiuso, oppure ausilio di metodi di pulizia a secco.

Stato: Non pertinente.

Tutte le acque reflue quali quelle industriali, sanitarie, meteoriche inquinate, di raffreddamento ausiliari (escluse quelle di raffreddamento dei condensatori) vengono inviate all'I.T.A.R. della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis".

MTD (BREF § 6.5.3.7)

Per le acque meteoriche di dilavamento delle superfici potenzialmente contaminate: sistemi di sedimentazione o trattamenti chimici con riuso interno.

Stato: Non applicata.

La CTE non è dotata di sistemi di sedimentazione o trattamenti chimici delle acque di dilavamento ai fini di un loro riuso interno.

In ogni caso, le acque meteoriche provenienti dalle aree potenzialmente inquinate, e precisamente quelle derivanti dai piazzali della zona caldaia e condotta fumi, previo passaggio da un serbatoio di stoccaggio, vengono inviate all'impianto di trattamento ITAR della Centrale ENEL S.p.A. "Grazie Deledda - Sulcis".

7.6. Produzione di rifiuti

Produzione rifiuti (BREF)

MTD (BREF)

Presenza di un sistema di gestione ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi. Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto.

Stato: Non applicata.

Il Gestore, il 28 dicembre 2006, ha adottato un S.G.A., documentato ma non certificato.

MTD (BREF § 6.5.3.8)

Valutazione della possibilità di recupero dei residui di combustione: particolare importanza deve essere data all'utilizzazione e al recupero dei residui di combustione quali ceneri leggere e pesanti prodotti dalla combustione di carbone e/o olio combustibile. Vi sono molti differenti riutilizzi dei residui e sottoprodotti della combustione del carbone come per esempio nei recuperi termici (ceneri pesanti), nell'industria ceramica, come materiale di base per il lavaggio delle acque reflue biologiche ecc. Ogni criterio per il riutilizzo dipende dalla qualità e dalle proprietà della cenere e dal contenuto di molte sostanze nocive, come anche dalla quantità di carbonio incombusto presente nelle ceneri, dalla solubilità dei metalli pesanti ecc. Una cenere ricca di carbonio può essere riciclata in caldaia per il recupero di energia. Le ceneri risultanti dalla combustione del fuel-oil, in particolare quando è bruciato olio combustibile denso, presentano un alto contenuto di carbonio incombusto. Questa cenere può essere incenerita nei forni industriali o può essere reiniettata nella camera di combustione della caldaia dotata a valle di sistemi FGD e SCR.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Stato: Non applicata.

Il Gestore dichiara di inviare le ceneri prodotte come residuo di combustione (leggere e pesanti) direttamente in discarica.

8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione indicata in premessa, preso atto:

- delle dichiarazioni rilasciate e gli impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati,
- delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore mediante successive integrazioni e relativi allegati, nonché dei chiarimenti e delle informazioni aggiuntive fornite in occasione degli incontri con il Gruppo Istruttore,
- delle risultanze emerse nella fase istruttoria del procedimento;

tenuto conto:

- della richiesta di esenzione, formulata dal Gestore, ai sensi del comma 5 di cui all'art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i.,
- delle disposizioni contenute nel Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA), prot. n. 967643, del 28/11/1997,
- delle disposizioni contenute nella disposizione dirigenziale del Ministero dell'Ambiente, prot. n. 5823/VIA/A.O.13.B, del 10/05/2000,
- delle disposizioni contenute nel Decreto del Ministero dell'Industria del Commercio e dell'Artigianato (MICA), prot. n. 107/2000, del 05/07/2000,
- delle disposizioni contenute nel Decreto del Ministero delle Attività Produttive (MAP), prot. n. 55/04/2004 MD, del 10/07/2004,
- dei contenuti e prescrizioni dell'autorizzazione allo scarico n. 331 del 19/12/2002, rilasciata dalla provincia di Cagliari,
- dei contenuti e prescrizioni dell'autorizzazione allo scarico n. 606 del 20/12/2006, rilasciata dalla provincia di Cagliari,
- che l'assetto impiantistico della CTE è solo parzialmente allineato alle MTD di settore,
- delle criticità ambientali caratterizzanti il territorio sul quale ricade la stessa CTE,

propone all'Autorita' Competente

di provvedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta con le prescrizioni di seguito indicate.



9. PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei valori limite di emissione (VLE) e delle disposizioni di seguito riportati.

I VLE e le prescrizioni contenuti nel presente parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri previsti dal D. Lgs n. 59/05 e dal D. Lgs n. 152/06 e s.m.i..

Per quanto non espressamente prescritto di seguito, restano valide le disposizioni contenute nei precedenti atti ministeriali e le norme settoriali pertinenti, tra le quali quelle di cui al D.Lgs 152/06 e s.m.i..

9.1. *Capacità produttiva*

Le sezioni di produzione PS1 e PS2 potranno essere alimentate esclusivamente con OCD STZ avente tenore di zolfo non superiore allo 0,5% in peso.

Tutte le dichiarazioni rese dal Gestore, sotto la propria responsabilità, nella redazione della domanda ed in sede di integrazioni, chiarimenti e/o precisazioni, sono vincolanti ai fini della presente autorizzazione.

Tutte le procedure indicate dal Gestore nell'istanza di autorizzazione si intendono esplicitamente prescritte.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica, così come definita dal D.Lgs 59/05, dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

9.2. *Approvvigionamento di combustibili e materie prime*

a) Dovrà essere effettuata una validazione annuale, di concerto con l'Ente di Controllo, del combustibile approvvigionato ai fini di una caratterizzazione e di un eventuale rilevamento di precursori di sostanze inquinanti. La documentazione prodotta dovrà essere tenuta a disposizione dell'Ente di Controllo.

b) Tenuto conto del ridotto utilizzo della condotta di adduzione dell'olio combustibile, dovrà essere predisposta una relazione annuale sul suo stato con particolare riferimento agli spessori, saldature e tenute. La documentazione prodotta dovrà essere tenuta a disposizione dell'Ente di Controllo.

9.3. *Emissioni in atmosfera*

9.3.1. *Emissioni convogliate*

a) Le due sezioni di produzione della CTE, PS1 e PS2, non potranno essere esercite in regime ordinario di funzionamento. Queste dovranno essere mantenute in riserva fredda previa dichiarazione annuale (entro il 31 dicembre) rilasciata dal Ministero dello Sviluppo Economico che attesti le caratteristiche di essenzialità rivestite dalla CTE come riserva energetica strategica della Regione Sardegna, pena la decadenza dell'A.I.A., con immediato avvio delle procedure di dismissione. In ogni caso, le procedure di dismissione della CTE, dovranno essere avviate entro il 31/12/2015.

Tenendo conto, in particolare, dei contenuti e disposizioni di cui nella disposizione dirigenziale del Ministero dell'Ambiente, prot. n. 5823/VIA/A.O.13.B, del 10/05/2000, di cui al decreto MAP n.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

55/04/2004 MD e della richiesta di esenzione ai sensi del comma 5 dell'art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., la chiamata all'esercizio delle sezioni PS1 e PS2 "per le sole situazioni di deficit energetico della Regione Sardegna" potrà avvenire limitatamente al seguente numero di ore annuali:

Anno di riferimento	Massimo numero di ore annuali concesso	
	PS1	PS2
2011	740	740
2012	740	740
2013	740	740
2014	740	740
2015	740	740

Si ritiene dunque accolta la richiesta di esenzione ai sensi del comma 5 dell'art. 273 del D.Lgs 152/06 e s.m.i. solo limitatamente ad una frazione del totale delle 20.000 ore concedibili a ciascun gruppo nell'arco di tempo 2008-2015. Le 740 h/anno di funzionamento consentite a ciascun gruppo assicurano un flusso di massa annuale (per NO_x, SO₂, polveri e CO) non superiore a quello conseguibile nell'ipotesi in cui i gruppi rispettassero le prestazioni associate alle MTD.

I limiti di emissione, in termini di concentrazione, che dovranno comunque essere rispettati in ciascun camino delle sezioni PS1 e PS2 durante la chiamata all'esercizio "per le sole situazioni di deficit energetico della Regione Sardegna" sono i seguenti:

Valori limite di emissione per i macroinquinanti (*)	
NO _x	450 mg/Nm ³
Polveri totali	40 mg/Nm ³
SO ₂	850 mg/Nm ³
CO	250 mg/Nm ³

(*) Tenore di ossigeno di riferimento nei fumi anidri pari a 3%. I valori limite imposti si considerano rispettati se la valutazione dei risultati rivela che nelle ore di funzionamento, durante un anno civile:

- nessun valore medio del mese civile supera i valori limite di emissione e se
- il 97% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per il biossido di zolfo e le polveri; inoltre il 95% di tutti i valori medi di 48 ore non supera il 110% dei valori limite di emissione previsti per gli ossidi di azoto.

Valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti (*)	
Be	0,05 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	0,10 mg/Nm ³
As+Cr(VI)+Co+Ni(frazione respirabile e insolubile)	0,50 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (sotto forma di polvere)	1,00 mg/Nm ³
Sb+Cr(III)+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V	5,00 mg/Nm ³

(*) Tenore di ossigeno di riferimento nei fumi anidri pari a 3%. Il monitoraggio dei metalli e loro composti dovrà essere effettuato in discontinuo e le emissioni si considereranno conformi ai valori limite imposti se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di tre letture consecutive riferite ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

Per tutti gli altri pertinenti inquinanti resta fermo il rispetto dei limiti normativi vigenti.

Tutti i limiti prescritti non dovranno essere applicati durante le fasi di avviamento e arresto delle due sezioni di produzione solo per il periodo in cui gli stessi si trovano al di sotto del Minimo Tecnico pari a 30 MW_e per sezione.

Per ogni altra specifica inerente la verifica di conformità ai valori limite prescritti si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Le quattro sezioni di produzione del polo energetico "Sulcis" (PS1 e PS2 della CTE di Portoscuso e SU2 e SU3 della CTE Grazia Deledda) dovranno di norma essere esercite singolarmente e, simultaneamente, solo a coppie. L'esercizio in deroga di un eventuale terzo gruppo sarà consentito solo per problemi di regolazione sulla rete di trasmissione, riguardanti anche il territorio di Portoscuso, su segnalazione del gestore della GRTN, e non per esigenze di fabbisogno.

Con cadenza annuale il Ministero dello Sviluppo Economico dovrà inviare all'Autorità Competente, Regione, Provincia e Comune una nota con la quale si dimostri in maniera inequivocabile l'indispensabilità, per quell'anno, delle due sezioni di produzione PS1 e PS2.

Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente all'ARPA Sardegna, Provincia di Carbonia Iglesias e Comune di Portoscuso il preavviso di messa in esercizio che il gestore della rete elettrica invia allo stesso Gestore della CTE.

Dovrà altresì essere predisposto un piano di monitoraggio delle emissioni in corrispondenza di ciascun camino durante i periodi di funzionamento al di sotto del minimo tecnico nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti emessi, i volumi dei fumi, i rispettivi flussi di massa, il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, secondo le modalità previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente agli Enti di Controllo secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

b) Per tutti gli altri punti di emissione legati all'esercizio degli altri impianti di combustione, quali il generatore diesel di emergenza e la motopompa antincendio, valgono le disposizioni previste dal D.Lgs 152/06 e s.m.i.

c) In occasione delle fasi di avviamento per l'esercizio delle unità termoelettriche PS1 e PS2, il Gestore dovrà provvedere a fornire immediata comunicazione ad ARPAS, ISPRA, Regione Sardegna ed Enti locali.

Analogamente, in occasione di eventuali fuori servizio dei gruppi di produzione PS1 e PS2, il Gestore dovrà provvedere a fornire immediata comunicazione ad ARPAS, ISPRA, Regione Sardegna ed Enti locali, con successivo inoltro di apposita relazione tecnica sulle cause dell'incidente ed i relativi rimedi posti in essere per il contenimento del medesimo.

9.3.2. Emissioni non convogliate

Al fine di contenere le emissioni non convogliate, diffuse e fuggitive, il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione di perdite e alla riparazione (*Leak Detection and Repair*, LDAR) che dovrà essere trasmesso all'Ente di Controllo entro sei mesi dall'ottenimento dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. Per quanto riguarda eventuali altre specifiche si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.4. Emissioni in corpo idrico

Si autorizza lo scarico in mare per il tramite del punto di scarico finale denominato (SC), nel rispetto delle prescrizioni di seguito riportate.

a) Coerentemente con l'attuale assetto della rete fognaria della CTE, nella condotta di scarico finale potranno unicamente confluire le acque di raffreddamento in uscita dai due condensatori (C1/A e C1/B), la salamoia generata nel processo di dissalazione del dissalatore A e del dissalatore B, le acque meteoriche non inquinate.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- b) In corrispondenza del punto di campionamento (P1A), posto in uscita dal condensatore C1/A, prima dell'immissione nella condotta di scarico finale, per i parametri *pH*, *temperatura*, *solidi sospesi totali* e *cloro attivo libero* dovranno essere rispettati i limiti previsti per gli scarichi in acque superficiali dalla Tabella 3, Allegato V alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Ai fini dei controlli dei limiti imposti si rimanda alle modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- c) In corrispondenza del punto di campionamento (P1B), posto in uscita dal condensatore C1/B, prima dell'immissione nella condotta di scarico finale, per i parametri *pH*, *temperatura*, *solidi sospesi totali* e *cloro attivo libero* dovranno essere rispettati i limiti previsti per gli scarichi in acque superficiali dalla Tabella 3, Allegato V alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Ai fini dei controlli dei limiti imposti si rimanda alle modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- d) In corrispondenza del punto di campionamento (P2A), posto in uscita dal dissalatore A, prima dell'immissione nella condotta di scarico finale, per i parametri *pH*, *temperatura*, *colore*, *solidi sospesi totali* e *cloro attivo libero* dovranno essere rispettati i limiti previsti per gli scarichi in acque superficiali dalla Tabella 3, Allegato V alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Ai fini dei controlli dei limiti imposti si rimanda alle modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- e) In corrispondenza del punto di campionamento (P2B), posto in uscita dal dissalatore B, prima dell'immissione nella condotta di scarico finale, per i parametri *pH*, *temperatura*, *colore*, *solidi sospesi totali* e *cloro attivo libero* dovranno essere rispettati i limiti previsti per gli scarichi in acque superficiali dalla Tabella 3, Allegato V alla Parte Terza del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Ai fini dei controlli dei limiti imposti si rimanda alle modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- f) In corrispondenza dello scarico finale in mare (SC), la temperatura non deve superare i 35 °C e, l'incremento della temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1.000 metri di distanza dallo stesso punto di immissione (SC). Ai fini dei controlli dei limiti imposti si rimanda alle modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.
- g) I piazzali e le aree dotate di rete di raccolta acque meteoriche verso la condotta di scarico finale dovranno essere adeguatamente e regolarmente mantenute al fine di scongiurare il dilavamento di sostanze inquinanti.
- h) Dovrà essere garantito il regolare e corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi, nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.
- i) Dovrà essere garantito, per quanto possibile, il riutilizzo delle acque reflue per usi industriali al fine di favorire al massimo il risparmio della risorsa idrica approvvisionata e limitare gli scarichi sui corpi ricettori.
- l) Gli Enti di Controllo hanno la facoltà di effettuare le ispezioni, i controlli e i prelievi necessari all'accertamento del rispetto dei valori limite imposti, delle prescrizioni e delle condizioni che danno luogo alla formazione degli scarichi. Il Gestore è tenuto a fornire tutte le informazioni richieste e a consentire l'accesso ai luoghi dai quali origina lo scarico.
- m) Indicare puntualmente nei "Quaderni di impianto" le quantità giornaliere di acque di mare prelevate e scaricate, tutte le anomalie riscontrate sulla qualità e quantità delle acque in ingresso e in



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

uscita, nonché gli eventuali disservizi. Tali quaderni dovranno essere tenuti a disposizione dell'Ente di Controllo, Provincia e Comune.

n) Eventuali disservizi che comportino il superamento dei limiti sopra imposti dovrà essere comunicato all'Ente di Controllo, Provincia e al Dipartimento Provinciale ARPAS di Carbonia-Iglesias, interrompendo in tal caso il flusso allo scarico.

9.5. Rifiuti

a) Il Gestore, per le categorie di rifiuto dichiarate, ha la facoltà di avvalersi del deposito temporaneo purché venga garantito il rispetto delle condizioni di cui ai punti 1), 2), 3), 4) e 5) della lettera bb) al comma 1 dell'art. 183 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

Nell'avvalersi del deposito temporaneo, il Gestore dovrà comunque rispettare gli adempimenti di cui ai seguenti punti.

a.1) Tenuta del registro di carico e scarico ai sensi dell'art. 190 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., sul quale annotare le informazioni sulle caratteristiche qualitative e quantitative dei rifiuti, da utilizzare ai fini della comunicazione annuale al Catasto disposta dall'art. 189 dello stesso decreto. Le annotazioni di cui sopra dovranno essere effettuate almeno entro dieci giorni lavorativi dalla produzione del rifiuto e dallo scarico del medesimo. Il registro dovrà essere tenuto presso lo stesso impianto di produzione e, integrato con i formulari di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., dovrà essere conservato per cinque anni dalla data dell'ultima registrazione rendendolo disponibile in qualunque momento all'Ente di Controllo qualora ne faccia richiesta.

a.2) Divieto di miscelazione ai sensi dell'art. 187 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in base al quale è vietato miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi di cui all'allegato G alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i., ovvero rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi.

b) Il Gestore, ai sensi dell'art. 188 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., in quanto produttore/detentore di rifiuti speciali, per quelle categorie di rifiuto messe a deposito in attesa di essere conferite a smaltimento (D15), dovrà eseguire a proprio carico il conferimento a terzi che risultino autorizzati per effettuare le operazioni di smaltimento.

c) Ai sensi dell'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i., il trasporto dovrà essere effettuato da imprese in possesso di regolare autorizzazione e dovranno essere accompagnati da un formulario di identificazione redatto in quattro esemplari, compilato, datato e firmato dal produttore/detentore (Gestore) in cui dovranno essere indicati: nome ed indirizzo del produttore/detentore; origine, tipologia e quantità del rifiuto; impianto di destinazione; data e percorso dell'istadamento; nome ed indirizzo del destinatario.

Una copia del formulario dovrà rimanere presso il Gestore e le altre tre, controfirmate e datate in arrivo dal destinatario, sono acquisite una dal destinatario e due dal trasportatore, che provvede a trasmetterne copia al Gestore.

Durante la raccolta ed il trasporto i rifiuti pericolosi dovranno essere imballati ed etichettati in conformità alle normative vigenti in materia.

Per quanto non espressamente prescritto, valgono comunque le pertinenti disposizioni di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

Valgono inoltre le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".



- d) Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il Gestore dovrà effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice europeo dei rifiuti (CER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- e) Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- f) Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.
- g) Fermo restando tutti gli adempimenti non espressamente prescritti di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i. applicabili al caso in esame, il Gestore è tenuto al mantenimento e/o rispetto delle seguenti prescrizioni tecniche:
- g.1) le aree di deposito di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- g.2) il deposito deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi che devono essere opportunamente separate;
- g.3) ciascuna area di stoccaggio deve essere contrassegnata da tabelle, ben visibili per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati;
- g.4) la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- g.5) i rifiuti pericolosi devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento;
- g.6) tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di deposito di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate alla specifica sezione di impianto di trattamento reflui, purchè non vi sia contatto tra acque meteoriche e rifiuto; ad ogni eventuale contatto, derivante da anomalie del sistema di separazione acque meteoriche/rifiuto, si dovrà provvedere ad una caratterizzazione dell'acqua dilavante la relativa area di deposito che pertanto dovrà essere considerata rifiuto e quindi disciplinata secondo le disposizioni di cui alla parte quarta del D.Lgs 152/06 e s.m.i.;
- g.7) i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- g.8) i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antiriboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

g.9) i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.

g.10) i rifiuti liquidi devono essere depositati, in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antirabocciamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;

g.11) i serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;

g.12) i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;

g.13) il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e succ. mod., e al D.M. 392/1996;

g.14) il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

h) Qualora la produzione di rifiuti pericolosi oli esausti, superasse i 300 kg/anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. 95/92 e s.m.i., per il detentore il rispetto delle condizioni ivi riportate. A tal fine il Gestore deve comunicare, nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai quantitativi degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

i) Inoltre il Gestore dovrà comunicare all'Autorità Competente, nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, quanto di seguito riportato:

- tonnellate di rifiuti prodotti per l'anno precedente;
- tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti per l'anno precedente;
- produzione specifica di rifiuti (Kg annui di rifiuti prodotti per tonnellata di combustibile utilizzato; Kg annui di rifiuti prodotti per i MWh generato);
- criterio di gestione dei depositi temporanei adottato.

l) Come specificato successivamente, nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'AC, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

m) Si raccomanda il mantenimento di un SGA per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.

n) Ogni eventuale variazione rispetto all'elenco dei rifiuti dichiarati dovrà essere comunicato all'Autorità Competente tempestivamente e all'Ente di Controllo nell'ambito del reporting annuale.

Il Gestore dovrà realizzare i necessari adeguamenti tecnici presso i depositi temporanei dei rifiuti entro un anno dal rilascio dell'A.I.A..



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Il Gestore sarà comunque tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento. In particolare, qualora l'evoluzione della normativa portasse a modifiche delle disposizioni normative esplicitamente richiamate ai punti precedenti, tali punti sarebbero da ritenere non più validi in quanto superati e sostituiti dalle pertinenti disposizioni normative aggiornate.

9.6. Rumore

a) Il Gestore è tenuto al rispetto dei valori limite di emissione e dei valori limite assoluti di immissione di cui al DPCM 14/11/97 in funzione della classe acustica di appartenenza:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI LIMITE DI EMISSIONE Leq in dB(A)		VALORI LIMITE ASSOLUTI DI IMMISSIONE Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
	I - aree particolarmente protette	45	35	50
II - aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III - aree di tipo misto	55	45	60	50
IV - aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V - aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante campagne di misura effettuate con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni e frequenze riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente di Controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

Dovranno altresì essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti differenziali di immissione secondo le disposizioni previste dalla normativa vigente, laddove previsto dalla stessa.

b) È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.

9.7. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

a) Qualora il Gestore ritenga che, a causa di un qualsiasi evento incidentale, durante l'esercizio della propria Centrale, possa essere compromessa la qualità delle acque di falda profonda, questi è tenuto a predisporre una loro caratterizzazione secondo le disposizioni di cui alla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. I certificati di caratterizzazione dovranno essere tenuti a disposizione dell'Autorità di Controllo e Comune di Portoscuso.

b) Ai fini di contenere potenziali fenomeni di contaminazione del suolo e delle acque ad opera di sversamenti oleosi o sversamenti di materie prime, dovranno essere garantiti i seguenti principali accorgimenti:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- b.1) le aree attorno ad impianti/dispositivi/attrezzature a contatto con sostanze oleose, quali pompe antincendio, pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, ecc., dovranno essere dotate di appositi pozzetti di raccolta per l'invio del prodotto oleoso all'impianto di trattamento;
- b.2) i bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, ivi compresi i sistemi di allarme e le linee di by-pass, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio. In particolare, per quanto attiene il bacino di contenimento del serbatoio giornaliero, questo dovrà essere reso impermeabile entro sei mesi dal rilascio dell'A.I.A., mantenendo la sua capacità di 300 m³. Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A., dovranno, altresì, essere incrementate le caratteristiche di impermeabilità del bacino di contenimento afferente i due serbatoi TK1 e TK2.
- b.3) annotazione su apposito registro delle anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.
- c) Il Gestore dovrà provvedere al monitoraggio delle acque di falda secondo le modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo. Il monitoraggio della falda dovrà essere eseguito in modo tale da contemplare le eventuali perdite di gasolio provenienti dal parco combustibile.
- d) Resta fermo che la Società è tenuta all'ottemperanza delle prescrizioni di cui alle Conferenze di Servizi decisorie relative al SIN del Sulcis-Iglesiente.

9.8. Odori

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore in merito all'assenza di sorgenti note di odori e all'assenza di segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto, non si prescrive alcun adempimento.

9.9. Altre forme di inquinamento

Inquinamento elettromagnetico

Il Gestore, per le sorgenti di propria competenza, dovrà garantire il rispetto dei limiti vigenti in materia di inquinamento elettromagnetico predisponendo gli interventi necessari al loro rientro in caso di riscontrato superamento. I superamenti riscontrati durante i monitoraggi effettuati dal Gestore dovranno essere comunicati all'A.C., all'Ente di Controllo, al Comune e ad ARPA.

PCB/PCT

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia, non si prescrive alcun adempimento.

Amianto

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia, non si prescrive alcun adempimento.

Vibrazioni



Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, ferme restando le disposizioni normative vigenti in materia di salute e sicurezza negli ambienti di lavoro, non si prescrive alcun adempimento.

Inquinamento luminoso

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, non si prescrive alcun adempimento.

9.10. Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

- a) Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, Comune e ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
- b) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali.
- c) Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Ente di Controllo, Comune e ARPA.
- d) In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione scritta immediata (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente, all'Ente di controllo, Comune e ARPA. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

9.11. Prescrizioni tecnico gestionali

- a) In considerazione di possibili miglioramenti delle prestazioni ambientali dell'impianto, si raccomanda di mantenere e/o adottare un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e alla registrazione del regolamento EMAS, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti verso l'ambiente di prodotti inquinanti.
- b) Ove le certificazioni dovessero decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità Competente.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

c) Qualora le suddette certificazioni decadano passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'Autorità Competente e provvede a presentare domanda di rinnovo di A.I.A..

9.12. Dismissione e ripristino dei luoghi

a) Entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà essere predisposto un piano di dismissione, smantellamento e ripristino ambientale al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i..

10. PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

a) Restano a carico del Gestore, il quale è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi da cui sono scaturite autorizzazioni non sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale.

b) Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

11. BENEFICI AMBIENTALI

Considerato che il Gestore non è autorizzato ad esercire in regime ordinario le due sezioni di produzione PS1 e PS2, per le quali è peraltro prevista la tenuta in riserva fredda, non si quantificano benefici ambientali conseguibili con l'applicazione delle MTD di settore rispetto all'assetto attuale.

12. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'A.I.A. comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del Gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'A.I.A. stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è altresì definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.

13. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Aria:

- Decreto del Ministero delle Attività Produttive n. 55/04/2004 MD del 10/06/2004, solo per quanto attiene le disposizioni inerenti la CTE ENEL Portoscuso.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

Acque:

- Autorizzazione allo scarico n. 606 del 20/12/2006, rilasciata dalla provincia di Cagliari.

14. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 9

Rilevato che il Gestore non ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, non registrandolo al contempo ai sensi del regolamento 761/2001/CE (EMAS), l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni.

La validità della presente A.I.A. si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente, durante la procedura di rinnovo, potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi aggiuntivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.

15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio, costituisce parte integrante dell'A.I.A. per l'impianto in riferimento.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e al Comune interessato;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco del comune territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'A.I.A.;



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica ENEL di Portoscuso

- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco del comune territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalit  per le suddette comunicazioni sono contenute nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'A.I.A. il Gestore dovr  avviare il PMC. Ove necessario, per gli impianti esistenti, il Gestore dovr  concordare con l'Ente di Controllo e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrizioni capitolo 9 e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui sopra, il Gestore dovr  comunque garantire ogni forma di trasparenza e/o controllo dei dati relativi alle immissioni nelle varie matrici ambientali.

16. PIANI, PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALLA.C.

Piani e programmi da presentare all'Autorit� Competente		Scadenzario
1	Aggiornamento valutazione d'impatto acustico; par. 9.6, punto b).	In concomitanza alla presentazione del progetto inerente modificazioni impiantistiche che possano comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e, in ogni caso, ogni quattro anni a partire dal rilascio dell'A.I.A..
2	Piano di dismissione, smantellamento e ripristino ambientale al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali.; par. 9.12, punto a).	Entro sei mesi dal rilascio dell'A.I.A..



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO
Art. 7, comma 6 del D.lgs 59/05

GESTORE	ENEL PRODUZIONE S. P. A.
LOCALITÀ	PORTOSCUSO (CARBONIA - IGLESIAS)
DATA DI EMISSIONE	30/06/11
NUMERO TOTALE DI PAGINE	34



INDICE

PREMESSA.....	4
1 FINALITÀ DEL PIANO.....	4
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	4
2.1 Obbligo di esecuzione del piano.....	4
2.2 Divieto di miscelazione	4
2.3 Funzionamento dei sistemi.....	5
3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	5
3.1 Consumi di materie prime	5
Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili	5
3.1.1 Caratteristiche dei combustibili principali.....	6
3.2 Consumi idrici	6
3.3 Produzione e consumi energetici.....	7
Tabella 5: Produzione e consumi di energia elettrica.....	7
4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	8
4.1 Emissioni convogliate.....	8
Tabella 6: Punti di emissione convogliata.....	8
Longitudine.....	8
4.1.1 Emissioni dai camini e prescrizioni relative.....	8
4.1.2 Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate	11
4.1.3 Monitoraggio dei trasitori	11
4.1.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore	12
4.2 Emissioni non convogliate.....	12
4.2.1 Emissioni fuggitive.....	12
4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	13
Tabella 11: Metodi di analisi in continuo	13
4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi	13
5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	14
5.1 Identificazione degli scarichi idrici	15
5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici	15
Tabella 12: Controlli sugli scarichi	15
6 MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE	16
6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio	16
6.2 Acque sotterranee	16
6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee.....	17
Tabella 15: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque	18
APAT-IRSA 4080	22
7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	23
7.1 Metodo di misura del rumore	24
8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	24
Tabella 16: Monitoraggio depositi dei rifiuti	24
9 ATTIVITA' DI QA/QC.....	25
9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).....	25
Tabella 17: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione	25

9.2	Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	26
9.3	Analisi delle acque in laboratorio	26
9.4	Campionamenti delle acque.....	27
9.5	Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	27
9.6	Controllo di apparecchiature	28
10	COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	28
10.1	Definizioni	28
10.2	Formule di calcolo	29
10.3	Validazione dei dati	29
10.4	Indisponibilità dei dati di monitoraggio	29
10.5	Eventuali non conformità	29
10.6	Obbligo di comunicazione annuale	30
10.6.1	Dati generali:	30
10.6.2	Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:.....	30
10.6.3	Consumi per l'intero impianto:.....	30
10.6.4	Emissioni per ogni gruppo - ARIA:.....	30
10.6.5	Immissioni - ARIA:	30
10.6.6	Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:.....	30
10.6.7	Immissioni - ACQUA:	31
10.6.8	Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:.....	31
10.6.9	Emissioni - RUMORE:.....	31
10.6.10	Unità di raffreddamento:	31
10.6.11	Eventuali problemi gestione del piano:	31
10.7	Gestione e presentazione dei dati	31
11	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DEGLI ENTI DI CONTROLLO	31
11.1	Attività a carico degli Enti di controllo (previsione).....	33
11.2	Piano di attuazione del PMC	33

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, gli Enti di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

1 Finalità del piano

In attuazione dell'Art. 7 (condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 (requisiti di controllo) del D.Lgs. n.59 del 18 febbraio 2005, il PMC che segue ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2 Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

2.1 Obbligo di esecuzione del piano

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.

2.2 Divieto di miscelazione

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

2.3 Funzionamento dei sistemi

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente gli Enti di controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercito.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

3.1 Consumi di materie prime

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (olio combustibile denso-OCD e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella.

Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
OCD	Generatore di vapore (GV) poli-combustibile	Contatori	Quantità totale	t	Giornaliera	Registrazione su file
Gasolio	Gruppi elettrogeni e motopompa di emergenza	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Oli lubrificanti	Macchine varie	Stima dei consumi a partire dal peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Registro fiscale su file
Altre materie prime	Varie	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione a meno delle scorte	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, su richiesta, per tutti i combustibili copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi utilizzati nonché, per ciascun combustibile, annualmente, il relativo consumo annuo.

3.1.1 Caratteristiche dei combustibili principali

Per il gasolio e l'olio combustibile denso (OCD) deve essere prodotta una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nelle tabelle seguenti ove si distinguono, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 2: Parametri caratteristici dell'olio combustibile denso

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Acqua e sedimenti	%v	Ogni lotto alla ricezione	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 50°C	°E	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Ogni lotto alla ricezione	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/m ³	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 3675/12185
Punto di scorr. sup.	°C	Ogni lotto alla ricezione	ISO 3016
Asfalteni	%p	Ogni lotto alla ricezione	IP143
Ceneri	%p	Ogni lotto alla ricezione	EN ISO 6245*
HFT	%	Ogni lotto alla ricezione	IP375
PCB/PCT	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	EN 12766*
Res. Carb Conradson	%p	Ogni lotto alla ricezione	ISO 6615*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 13131*
Sodio	mg/kg	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 13131 IP288
Zolfo	%p	Ogni lotto alla ricezione	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

Tabella 3: Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

3.2 Consumi idrici

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo della stessa distinguendo tra quella per uso domestico e quella ad uso industriale, compilando la seguente tabella.

Le registrazioni dei prelievi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Indicare puntualmente nei "Quaderni di impianto" le quantità giornaliere di acque di mare prelevate e scaricate, tutte le anomalie riscontrate sulla qualità e quantità delle acque in ingresso e in uscita, nonché gli eventuali disservizi. Tali quaderni dovranno essere tenuti a disposizione dell'Ente di Controllo, Provincia e Comune.

Tabella 4: Consumi idrici

Fonte di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Da acquedotto comunale	Contatore in continuo	Igienico-sanitario Processo Industriale e antincendio	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Da mare	Contatore in continuo	Raffreddamento e Processo industriale	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file

3.3 *Produzione e consumi energetici*

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella.

Tabella 5: Produzione e consumi di energia elettrica

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gruppo 1 e Gruppo 2	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
	Ore di funzionamento	h	Giornaliera	Registrazione su file
Gruppi elettrogeni di emergenza	Energia elettrica prodotta	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Servizi generali di centrale	Energia elettrica consumata	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file
Servizi ausiliari GR1 e GR2	Energia elettrica consumata	kWh	Giornaliera (lettura contatore)	Registrazione su file

Tutti i dati raccolti relativamente all'approvvigionamento e gestione materie prime dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

4.1 Emissioni convogliate

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

Tabella 6: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Potenza [MW]	Latitudine	Longitudine	Altezza [m]	Sezione [m²]
Camino PS1	Generatore di vapore	160	X = 39°12'10" N	Y = 08°23'59" E	100	19,63
Camino PS2	Generatore di vapore	160	X = 39°12'12" N	Y = 08°23'59" E	100	19,63

Su ognuno dei punti di emissione riportati in Tabella 6 devono essere realizzate due prese, del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve altresì essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e agevolmente amovibile.

Sui camini PS1 ed PS2 le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

Il punto di prelievo dei camini PS1, PS2 deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa. Inoltre, i punti di prelievo devono essere dotati di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 metri.

4.1.1 Emissioni dai camini e prescrizioni relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle.

Tenuto conto che il valore del minimo tecnico dei gruppi di produzione è di 30 Mwe e il rendimento dichiarato ammonta a circa il 34% occorre valutare i seguenti parametri di emissioni in atmosfera.

Tabella 7: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative al GV

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
PS1, PS2	Utilizzo OCD	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Temperatura, pressione, tenore di vapore acqueo, tenore di ossigeno e portata dei fumi	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
	SO ₂	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di SO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.

²

Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.

Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ² .
	Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento in kg/evento	Calcolo derivante da misura continua da SME della concentrazione	Registrazione su file. Misura di polveri con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento.
Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
HCl	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
CO ₂	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
IPA	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Metalli Be, Cd+Hg+Tl, As+Cr(VI)+Co+ Ni(frazione respirabile e insolubile), Se+Te+Ni (sotto forma di polvere), Sb+Cr(III)+Mn+ Pd+Pb+Pt+Cu+ Rh+Sn+V	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura annuale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

I camini PS1 ed PS2 devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per la misura rispettivamente delle concentrazioni di NO_x, CO, SO₂ e polveri.

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 3% per il gruppo a vapore e per le caldaie ausiliarie. La misurazione in continuo del tenore di vapor acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

E' inoltre necessario valutare nelle polveri le frazioni PM₁₀ e PM_{2,5}.

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con gli Enti di controllo.

In occasione delle fasi di avviamento per l'esercizio delle unità termoelettriche PS1 e PS2, il Gestore dovrà provvedere a fornire immediata comunicazione ad ARPAS, ISPRA, Regione Sardegna ed Enti locali.

Analogamente, in occasione di eventuali fuori servizio dei gruppi di produzione PS1 e PS2, il Gestore dovrà provvedere a fornire immediata comunicazione ad ARPAS, ISPRA, Regione Sardegna ed Enti locali, con successivo inoltro di apposita relazione tecnica sulle cause dell'incidente ed i relativi rimedi posti in essere per il contenimento del medesimo

4.1.2 Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento dei sistemi di trattamento delle emissioni convogliate e dei relativi interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e agli Enti di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

4.1.3 Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nella **Tabella 7** e nella **Tabella 8**: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera relative alle caldaie ausiliarie, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori di ciascun gruppo di produzione. Tale piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari dei macroinquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tutte le informazioni dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

Al riguardo, è necessario compilare la seguente tabella per ciascun gruppo di produzione.

Tabella 8: Monitoraggio dei transitori

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e tempo di avviamento a freddo. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento a tiepido. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento a caldo. Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file

La stima delle emissioni per ciascun gruppo di produzione deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME, ove disponibile, o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento (freddo, tiepido e caldo); tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido e caldo), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

4.1.4 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza e/o motopompe antincendio e/o altre caldaie ausiliarie, ecc.) si richiede un rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente tabella.

Tabella 9: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi

Gruppi di emergenza e/o motopompa antincendio		
Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Utilizzo di gasolio	Misura/stima mensile dei quantitativi	Registrazione mensile su file della quantità di combustibile impiegato
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO ₂ , NO _x , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file

4.2 Emissioni non convogliate

In relazione agli sfiati dei serbatoi dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

Tabella 10: Verifiche sfiati serbatoi

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica sfiati	Ispezione visiva mensile	Annotazione su registro delle manutenzioni delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

4.2.1 Emissioni fuggitive

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e alla loro riparazione e dovrà essere trasmesso agli Enti di controllo entro sei mesi dal rilascio dell'AIA.

Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio delle emissioni in atmosfera dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La seguente tabella elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni.

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in Tabella 11 o con i metodi di riferimento.

Tabella 11: Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Camino PS1 ed PS2	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 17
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 17
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 17.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spengimento la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO_x e CO deve essere a doppia scala di misura (con fondo scala rispettivamente pari a 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore) o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

Il Gestore può proporre agli Enti di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza gli Enti di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203”*.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di HCl e HF. Allegato 2 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203”*.

Norma UNI EN 1911-1,2,3:2000 per HCl

Norma UNI 10787:1999 per HF

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA Allegato 3 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. *“Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203”*.

Norma ISO 11338-1,2 per gli IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma US EPA method CTM-027 per l'ammoniaca.

Norma UNI EN 12619:2002 per l'analisi dei COV espressi come COT.

Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale.

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Cu, Ni, Pb e V.

Norma US EPA method 29 per la determinazione di Be, Se e Zn.

Norma UNI EN 13284-1 per le polveri a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Norma UNI EN 1948-1-2-3:2006 per diossine e furani (PCDD+PCDF).

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo", purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

5.1 Identificazione degli scarichi idrici

La Centrale è autorizzata a scaricare le diverse acque da essa proveniente attraverso:

- scarico SC, recapitante in mare, nel quale vengono convogliate le acque meteoriche provenienti da aree non inquinabili, acque di raffreddamento e le acque ad elevata salinità, dopo passaggio per la vasca di raccolta.
- scarico SC2, recapitante nella rete fognaria consortile del CNISI, nel quale vengono convogliate le acque reflue sanitarie provenienti dal depuratore biologico (SF2);

5.2 Monitoraggio degli scarichi idrici

Sullo scarico SC dovranno essere effettuate misure con frequenza mensile, con campionamento manuale ed analisi di laboratorio, in assenza di apposite norme regionali così come previsto dalla Tabella 3, Allegato V alla parte Terza del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., dovranno essere effettuate misure conoscitive, con frequenza indicata in tabella 12, di pH, temperatura, idrocarburi totali e solidi sospesi totali e cloro attivo libero. Inoltre, dovrà essere effettuata la misura in continuo del flusso. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati.

Sullo scarico SC2, non essendo previsti dei limiti dal D.Lgs. 152/06 il quale (art. 124, comma 3) demanda alle Regioni il regime autorizzatorio degli scarichi di tali acque (acque reflue domestiche), si prescrivono misure conoscitive, con frequenza trimestrale, di pH, solidi sospesi, BOD₅ e COD. Nella seguente tabella sono riportati i controlli con le relative frequenze che il Gestore deve effettuare sui 2 scarichi.

Tabella 12: Controlli sugli scarichi

Scarico SC			
Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Flusso	Nessun limite	Misura continua con flussimetro	Registrazione su file
pH, idrocarburi totali e solidi sospesi totali e cloro attivo libero	Misura conoscitiva	Verifica trimestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio	Registrazione su file
Temperatura acqua in uscita	35 °C	Misura continua e verifica trimestrale	Registrazione su file

Scarico SC			
pH	Nessun limite	Misura continua e verifica trimestrale	Registrazione su file
Incremento temperatura acqua di mare a 1.000 metri dal punto di immissione	3 °C	Misura annuale	Registrazione su file
Scarico SC2			
Flusso	Nessun limite	Stima - calcolo annuo	Registrazione su file
pH, solidi sospesi totali, colore, COD e BOD ₅	Misura conoscitiva	Verifica trimestrale con prelievo puntuale e analisi di laboratorio	Registrazione su file

6 MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE

6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio

Il Gestore dovrà controllare, semestralmente, mediante ispezione visiva tutti i serbatoi fuori terra ed i relativi bacini di contenimento, al fine di assicurarne l'efficienza e dovrà controllare con prova di tenuta a frequenza biennale i serbatoi e/o le vasche di stoccaggio interrati.

I bacini di contenimento, relativi a serbatoi di stoccaggio di combustibili e materie prime allo stato liquido, ivi compresi i sistemi di allarme e le linee di by-pass, dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio. In particolare, per quanto attiene il bacino di contenimento del serbatoio giornaliero, questo dovrà essere reso impermeabile entro tre mesi dal rilascio dell'A.I.A., mantenendo la sua capacità di 300 m³. Entro un anno dal rilascio dell'A.I.A., dovranno, altresì, essere incrementate le caratteristiche di impermeabilità del bacino di contenimento afferente i due serbatoi TK1 e TK2.

Per la gestione dei serbatoi e delle linee di distribuzione dell'OCD e del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella.

Tabella 13: Monitoraggio e controllo dei serbatoi e delle linee di distribuzione dell'OCD e del gasolio

Parametro	Limite/Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Eeguire manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile liquido	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale

Pratica operativa	Effettuare manutenzioni procedurizzate dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile liquido	Ispezione visiva	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrato	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale

6.2 Acque sotterranee

Per effettuare la caratterizzazione delle acque di falda, con piezometri, secondo quanto riportato nella seguente tabella che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda, il Gestore utilizzerà i punti di controllo della falda individuati con ARPAS nell'ambito delle CdS Ministeriali.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata agli Enti di controllo prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento e sulla rappresentatività delle misure al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima, con registrazione su file.

Tabella 14: Prescrizioni per acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, conducibilità, durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, solfati, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dagli Enti di controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).
Metalli Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
IPA		
BTEX		

Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticometria.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e sotterranee

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati per il monitoraggio delle acque di scarico e sotterranee.

Il Gestore può proporre agli Enti di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza gli Enti di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Tabella 15: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; EPA 9040C	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 μm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD ₅	APAT -IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)
	EPA 410.4 Standard Method (S.M.) 5220 C (approved by EPA)	ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido boricico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno

	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidissolfato, acido borico e idrossido di sodio
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3050 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Antimonio	APAT-IRSA 3010 + 3060B	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Argento	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3070 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080 EPA 7061A	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3090 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Berillio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3100 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3120 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica

Cobalto	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3140 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3150 B1	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3190 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
Molibdeno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3210 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3220 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)

	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3250 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3280 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Tallio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3290 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3310 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3320 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico

Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati ⁽²⁾	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Pentaclorobenzene	APAT-IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS ⁽³⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati ⁽⁴⁾	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁵⁾	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCI-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fosfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fluoruri	APAT-IRSA 4100B EPA 9214	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Bromati	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloriti	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cloruri	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio

IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
Tributilstagno	UNI EN ISO 17353:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa derivatizzazione e purificazione del campione
Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Mercaptani	EPA 3510C + 8270D	determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liq-liq
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
(2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
(3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene
(4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
(5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
(6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
(7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8-HpCDF, OCDF.

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione deve essere almeno semestrale ed i relativi risultati devono essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio della autorizzazione integrata ambientale e successivamente (tenendo conto anche di quanto previsto dall'articolo 181 del D.Lgs 81/08) ogni 4 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e alla massima potenza. Visto che i gruppi della centrale sono in riserva fredda, si richiede una misurazione che rappresenti la situazione di normale gestione e quindi anche con un solo gruppo funzionante. I risultati di tale analisi dovranno essere comunicato agli enti di controllo entro un mese dalla misurazione.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16 marzo 1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

7.1 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16 marzo 1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente.

Inoltre, dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.

Tabella 16: Monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file

Totale						----

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali devono essere adempiute.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati, con identificazione anche dei rifiuti con codice 'a specchio'.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni con frequenza annuale per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere eventuali sversamenti.

Si raccomanda la presenza di un Sistema di Gestione Ambientale per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, nonché per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi e per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) agli Enti di controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio dei rifiuti dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

9 ATTIVITA' DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere eseguite preferibilmente in strutture accreditate per i parametri di interesse. Il Gestore, che decide di ricorrere a laboratori esterni, ha l'obbligo di accertarsi che gli stessi siano dotati almeno di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo la norma ISO 9001 e/o preferibilmente accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Il Gestore che si avvale di strutture interne, qualora non fosse già dotato almeno di certificazione secondo lo schema ISO 9001, ha un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione e certificazione di un sistema di Gestione della Qualità ISO 9001.

Nel periodo transitorio il gestore dovrà affidarsi a strutture esterne che rispondano ai requisiti di qualità anzidetti o garantire che il laboratorio interno operi secondo un programma che assicuri la qualità ed il controllo per i seguenti aspetti:

1. campionamento, trasporto, stoccaggio e trattamento del campione;
2. documentazione relativa alle procedure analitiche utilizzate basate su norme tecniche riconosciute a livello internazionale (CEN, ISO, EPA) o nazionali (UNI, metodiproposti dall'ISPRA o da CNR-IRSA);
3. determinazione dei limiti di rilevabilità e di qualificazione, calcolo dell'incertezza;
4. piani di formazione del personale;
5. procedure per la predisposizione dei rapporti di prova e per la gestione delle informazioni.

Tutta la documentazione dovrà essere gestita in modo che possa essere visionabile dall'autorità di controllo.

Inifine, il gestore che è dotato di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini (SMCE) dovrà in qualunque caso avvalersi, per l'analisi dei parametri di interesse, come previsto dalla norma di riferimento UNI EN 14181:2005 – Assicurazione della qualità di sistemi di manutenzione automatici, di laboratori accreditati secondo la norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma UNI EN 14181:2005 sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- Test di verifica annuale (AST);
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dagli Enti di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante degli Enti di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà oggetto di manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella seguente tabella.

Tabella 17: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare agli Enti di controllo l'evento;

- dopo le prime 48 ore di blocco, estendibili a 72 in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
- per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco, , estendibili a 72 in caso di comprovati problemi di natura logistica e/o organizzativa, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale..

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione nonché le anomalie dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione degli Enti di controllo.

9.2 *Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi*

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano oggetto di manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

9.3 *Analisi delle acque in laboratorio*

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

9.4 Campionamenti delle acque

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

9.5 Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte degli Enti di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il Gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva agli Enti di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta anche la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

9.6 Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e agli Enti di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

10.1 Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media oraria è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore.

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili
Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del carburante, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative, il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6, 7, 8 o 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1, 2, 3 o 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

10.2 Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch' essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente:

$$T_{\text{anno}} = \sum H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) H \times 10^{-9}$$

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{giorno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

K_{giorno} = chilogrammi emessi anno;

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro ;

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno;

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

10.3 Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto nell'Autorizzazione.

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'AC.

10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva agli Enti di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

10.5 Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere

predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata agli Enti di controllo con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti dati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente agli Enti di controllo.

10.6 Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali), agli Enti di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

10.6.1 Dati generali:

- nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto;
- nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi;
- numero di avvii e spegnimenti nell'anno per ogni gruppo;
- rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo;
- energia generata in MWh, su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

10.6.2 Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e **agli Enti di controllo**, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e **agli Enti di controllo** e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

10.6.3 Consumi per l'intero impianto:

- consumo di sostanze e combustibili nell'anno;
- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

10.6.4 Emissioni per ogni gruppo - ARIA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC;
- emissione specifica annuale per MWh di energia generata per ogni inquinante monitorato;
- emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato per ogni inquinante monitorato.

10.6.5 Immissioni – ARIA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

10.6.6 Emissioni per l'intero impianto – ACQUA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC.

10.6.7 Immissioni – ACQUA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate nelle acque del/dei corpi recettori da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.

10.6.8 Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/MWh generato;
- tonnellate di rifiuti avviate a recupero;
- criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

10.6.9 Emissioni – RUMORE:

- risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

10.6.10 Unità di raffreddamento:

- stima del calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10^x) introdotto in acqua, su base mensile (deve essere riportata anche la metodologia di stima comprensiva dello sviluppo di eventuali calcoli).

10.6.11 Eventuali problemi gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

10.7 Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno dieci anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e agli Enti di controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dagli Enti di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

11 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DEGLI ENTI DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili	Giornaliero Ad accensione Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Mensile Trimestrale Semestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Sistemi di trattamento delle emissioni convogliate	Oraria Mensile Trimestrale Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Acqua					
Emissioni	Mensile Trimestrale Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale Biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Quadriennale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguinte	Annuale

11.1 Attività a carico degli Enti di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto

11.2 Piano di attuazione del PMC

Entro sei mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore presenterà un piano dettagliato di attuazione del PMC e degli adeguamenti strutturali prescritti, compreso il crono programma, alle Autorità di Controllo che lo dovranno approvare.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del Piano di Monitoraggio e Controllo. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà essere predisposto un piano di dismissione, smantellamento e ripristino ambientale al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs 152/06 e s.m.i..