



*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-2011-0000017 del 25/01/2011

**Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto turbogas della Società ENEL PRODUZIONE S.p.A. sito nel comune di Assemini (CA).**

**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, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

**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;

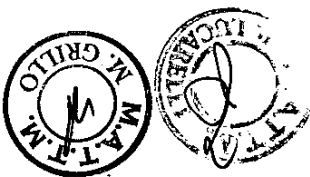
**VISTO** il decreto legge 30 ottobre 2007, n. 180, recante "Differimento di termini in materia di autorizzazione integrata ambientale e norme transitorie", convertito con modifiche dalla legge 19 dicembre 2007, n. 243, e successivamente modificato dal decreto legge 31 dicembre 2007, n. 248, convertito 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 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze, del 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'art. 4, comma 5.

**VISTO** il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro per i beni culturali ed ambientali n. 701 del 20 febbraio 1991, relativo al progetto di una centrale turbogas, da realizzarsi in comune di Assemini (CA), presentato da ENEL S.p.A.;

**VISTA** l'istanza presentata in data 28 luglio 2006 dalla ENEL PRODUZIONE S.p.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio dell'impianto turbogas ubicato nel comune di Assemini (CA);

**VISTA** la nota prot. n. DSA-2006- 33013 del 19 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;

**VISTA** la nota prot. 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- 2007-20790, 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-2007-0029428 del 14 novembre 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al gestore l'avvio del procedimento;

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

**VISTA** la nota CIPPC-00-2008-0000332 del 4 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;

**VISTA** la nota prot. n. DSA-2008-27437 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria alla luce dell'emanazione del decreto interministeriale 24 aprile 2008;



**VISTA** la nota prot. n. 2814 del 20 novembre 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 11 dicembre 2008 al n. DSA-2008-36765, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'art. 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

**VISTA** la nota acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 agosto 2009 al n. DSA-2008-0022516, di costituzione del 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;

**VISTA** la nota exDSA-2009-0031676 del 26 novembre 2009 con la quale la Direzione Generale ha richiesto al Gestore di integrare la domanda presentata, con riferimento alle richieste formulate dalla Commissione Istruttoria AIA-IPPC con nota prot CIPPC-00-2009-0002464 del 20 novembre 2009;

**VISTA** la nota DVA-2010-0000958 del 21 gennaio 2010 della Direzione Generale, con cui si concede la proroga richiesta dal Gestore per l'invio delle integrazioni;

**VISTA** la nota prot. n. 286 del 28 gennaio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 22 febbraio 2010 al n. DVA-2010-0004929, con le quali il Gestore ha trasmesso le integrazioni richieste;

**VISTE** le ulteriori integrazioni fornite dal Gestore in occasione dell'incontro con il gruppo istruttore del 15 aprile 2010;

**VISTA** la nota prot. n. 0005485 del 30 marzo 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 31 marzo 2010, al n. DVA-2010-0008675, con cui il Ministero dell'Interno ha comunicato che l'espressione del proprio parere ai fini del rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio degli impianti soggetti alla disciplina di cui al citato decreto legislativo 17 agosto 1999 n. 334 è sostituita dall'acquisizione delle conclusioni delle istruttorie svolte ai sensi del medesimo decreto;

**VISTA** la nota del Ministero dello sviluppo economico prot. n. 10128 del 18 giugno 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 18 giugno 2010 al n. DVA-2010-15675;

**VERIFICATO** che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, l'impianto è soggetto alle disposizioni del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;



**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-00-2010-0002154 del 28 ottobre 2010 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 dell'impianto turbogas della Società ENEL PRODUZIONE S.p.A. ubicata nel comune di Assemini (CA), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

**CONSIDERATO** che il citato parere istruttorio fa 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);

**VISTO** il verbale conclusivo della seduta del 17 novembre 2010 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-2010-0028060 del 18 novembre 2010;

**VISTA** la nota CIPPC-00-2010-0002324 del 23 novembre 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 17 novembre 2010;

**VISTI** i compiti assegnati all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale dall'articolo 11, comma 3 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

**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;

**RILEVATO** che il Sindaco del comune di Assemini (CA) non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

**PRESO ATTO** che nel corso dell'istruttoria non sono pervenute indicazioni da parte delle autorità competenti in merito alle prescrizioni ai fini della



sicurezza e della prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti, a norma dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

**FATTO SALVO** il rispetto delle prescrizioni stabilite nei provvedimenti in materia di compatibilità ambientale;

## 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 dell'impianto turbogas ubicato nel comune di Assemini (CA), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 23 novembre 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0002324 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 28 luglio 2006 ed integrata il 28 gennaio 2010 ed il 15 aprile 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto turbogas dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.

### *Art. 1*

#### ***LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO***

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni, dei limiti autorizzati e dei valori limite di emissione indicati nell'allegato parere istruttorio, 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. Come prescritto dal paragrafo 9.3.a "Emissioni convogliate" del parere istruttorio, il Gestore, entro tre anni a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre ed inviare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di dismissione tale da garantire la dismissione completa dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo



- di validità dell'AIA (cinque anni) ovvero un piano di adeguamento alle Migliori Tecniche Disponibili di settore, tale da garantire il rispetto del "Limite Prescritto" di cui alle tabelle di pag. 50, entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni);
4. Come prescritto dal paragrafo 9.10 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, entro tre mesi a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre e trasmettere all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di dismissione e di bonifica del sito in cui insistono le parti dell'impianto attualmente non utilizzate
  5. Come prescritto dal paragrafo 9.10 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, in relazione all'eventuale dismissione totale dell'impianto, entro tre anni a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre e trasmettere all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di bonifica 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, comprensivo di 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;
  6. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3, 4 e 5, il Gestore dovrà allegare apposita quietanza 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*

**PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI**

1. A norma dell'art. 7, comma 8, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, le prescrizioni derivanti dai procedimenti conclusi ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334 e s.m.i. costituiscono parte integrante del presente provvedimento.



**Art. 3**

**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.

**Art. 4**

**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.
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 dell'allegato piano 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 nel piano 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 all'impianto, 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, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.
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. 5**

#### **DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE**

1. La presente autorizzazione ha durata di cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto.
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. 6**  
**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. 7**  
**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 dell'impianto, 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 de regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

**Art. 8**  
**DISPOSIZIONI FINALI**

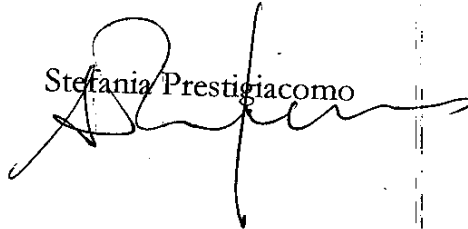
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24 aprile 2008, 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 dell'impianto.
3. Il Gestore resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
4. Il presente provvedimento è trasmessa 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 Cagliari, al Comune di Assemini 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, 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 al comma 5.

Stefania Prestigiacomo





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

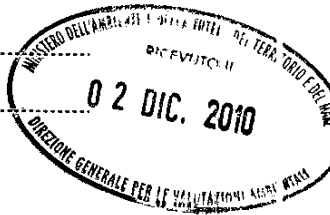


Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e  
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali  
E. prot DVA - 2010 - 0029338 del 02/12/2010

CIPPE-00.2010-0002324  
del 23/11/2010

Pratica N: .....

Ref. Mittente: .....



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

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da Enel Produzione S.p.A. - Centrale Turbogas di Assemmini (CA)**

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 nuovamente il Parere istruttorio conclusivo e il Piano di monitoraggio e controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise nella Conferenza di Servizi del 17 novembre 2010; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente della Commissione IPPC  
Ing. Dario Ticali

*Dario Ticali*



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

---

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. – ASSEMINI (CA)**

**GRUPPO ISTRUTTORE**

**Elena Tamburini - Referente  
Giovanni Anselmo  
Antonio Voza  
Franca Leuzzi (Regione Sardegna)  
Ignazio Farris (Provincia Cagliari)  
Adriana Pia (Comune Assemini)**



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## INDICE

1.	Definizioni.....	4
2.	Introduzione .....	6
2.1.	Atti presupposti.....	6
2.2.	Atti normativi.....	7
2.3.	Attività istruttorie.....	9
3.	Oggetto dell'autorizzazione .....	10
4.	Inquadramento territoriale e ambientale .....	11
4.1	Generalità.....	11
4.2	Suolo e sottosuolo .....	12
4.3	Acque .....	13
4.4	Aria .....	15
4.5	Rumore.....	17
4.6	Aree di protezione e vincolo.....	17
4.7	Caratterizzazione dell'area dello stabilimento e interventi correlati .....	18
5.	Assetto impiantistico attuale .....	21
5.1	Generalità.....	21
5.1.1	Ciclo produttivo.....	24
5.1.2	Attività rilevanti: i gruppi di produzione 1 e 2.....	24
5.1.3	Attività tecnicamente connesse .....	25
5.2	Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili .....	28
5.3	Consumi idrici.....	29
5.4	Aspetti energetici .....	31
5.5	Emissioni in aria .....	31
5.5.1	Emissioni convogliate in aria .....	31
5.5.2	Emissioni non convogliate in aria .....	35
5.6	Scarichi idrici ed emissioni in acqua .....	35
5.7	Rifiuti .....	37
5.8	Rumore e vibrazioni.....	39
5.9	Odori .....	41
5.10	Altre forme di inquinamento.....	42
6.	Impianto oggetto della domanda di Aia.....	42
7.	Analisi dell'impianto oggetto della domanda di aia e verifica conformità criteri IPPC.....	42
7.2	Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili .....	42
7.3	Assenza di fenomeni di inquinamento significativi.....	44
7.3.1	Suolo e sottosuolo .....	44



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

7.3.2	Aria.....	44
7.3.3	Acqua .....	45
7.3.4	Rumore.....	45
7.4	Utilizzo efficiente dell'energia .....	45
7.5	Gestione corretta dei rifiuti.....	46
7.6	Prevenzione degli incidenti.....	46
7.7	Adeguate ripristino del sito alla cessazione dell'attività .....	47
8.	Considerazioni finali.....	47
9.	PRESCRIZIONI.....	47
9.1	Capacità produttiva .....	48
9.2	Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime.....	48
9.3.a.	Emissioni convogliate.....	49
9.3.b.	Emissioni non convogliate.....	56
9.4.	Emissioni in acqua .....	56
9.5.	Emissioni sonore e vibrazioni.....	58
9.6.	Suolo e sottosuolo .....	58
9.7.	Rifiuti .....	59
9.8.	Prescrizioni tecniche e gestionali.....	62
9.9.	Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali.....	63
9.10.	Dismissione e ripristino dei luoghi .....	63
10.	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	64
11.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI .....	64
12.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE .....	64
13.	DURATA, RINNOVO E RIESAME .....	65
14.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	66



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 1. DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Generale per le valutazioni ambientali.
<b>Ente di controllo</b>	L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 11 del decreto legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Sardegna.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	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.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'articolo 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
<b>Gestore</b>	La presente autorizzazione è rilasciata a Enel Produzione S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	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
<b>Inquinamento</b>	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, calore 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.





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

**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 Generale per le valutazioni ambientali 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.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 2. INTRODUZIONE

### Il Gruppo Istruttore

#### 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 9/10/07 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\_2008-0000332 del 4/4/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale di Enel Produzione S.p.A. - impianto turbogas di Assemini al Gruppo Istruttore così costituito:
- Lorenzo Ciccarese (Referente Gruppo istruttore)
  - Sergio Rapagnà
  - Ferdinando Mainenti;
- visto il decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00\_2008-0001732 del 5/8/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale di Enel Produzione S.p.A. - impianto turbogas di Assemini al Gruppo Istruttore così costituito:
- Elena Tamburini (Referente Gruppo istruttore)
  - Giovanni Anselmo
  - Antonio Voza;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'articolo 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Franca Leuzzi - Regione Sardegna
  - Ignazio Farris - Provincia Cagliari
  - Adriana Pia - Comune Assemini



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

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 strutturati secondo diversi gruppi di lavoro che si sono avvicendati nel corso dei lavori:

- Fabio Pascarella
- Margherita Secci
- Carlotta Angelini
- Federica Moricci

considerato che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico.

## 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 D.Lgs. 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale 13 giugno 2005, n.135;
- visti i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili per le attività elencate nell'allegato I del D.Lgs. 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale 31 maggio 2007, n.125;
- 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 Gazzetta Ufficiale del 28 aprile 2006, n. 98;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

- 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".



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA).

## 2.3. Attività istruttorie

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata trasmessa in data 28/07/2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0021998 del 24/08/2006, dalla società Enel Produzione S.p.A. con sede legale in viale Regina Margherita, 125 – 00198 Roma, per l'impianto turbogas sito nella zona industriale di Macchiareddu, snc – 09032, Assemini (CA);
- esaminati i documenti del Gestore prot. 2051 del 16/10/2009 (acquisiti con prot. CIPPC-00\_2009-0002199 del 20/10/2009);
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. DSA-2009-0031676 del 26/11/2009 (prot. CIPPC-00\_2009-0002521 del 30/11/2009);
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite con prot. DVA-2010-0004929 del 22/02/2010 (prot. CIPPC-00\_2010-0000266 del 22/02/2010);
- esaminate le integrazioni prodotte dal Gestore in occasione dell'incontro con il Gruppo istruttore del 15.04.2010;
- 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 del 13 giugno 2005, n. 135 (Decreto 31 gennaio 2005)
  - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio, S.O. GU del 13 giugno 2005, n. 135 (Decreto 31 gennaio 2005);
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla 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; luglio 2006
  - Reference Document on Energy Efficiency Techniques; luglio 2007
  - Reference Document on General Principles of Monitoring; luglio 2003
  - Reference Document on Emissions from Storage; luglio 2006;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:

- Scheda Sintetica "SC1" del 16.11.2009 prot. CIPPC-00\_2009-0002442 del 18/11/2009;
- Relazione Istruttoria "RI3" del 12/06/2010 prot. CIPPC-00\_2010-0001215 del 14/06/2010;
- Piano di Monitoraggio e Controllo "PMC3" del 22/11/2010 prot. CIPPC-00\_2010-0002323 del 23/11/2010

visti i verbali delle riunioni del Gruppo istruttore nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:

- il verbale dell'1 ottobre 2009 di incontro tra il Gruppo istruttore e il Gestore prot. CIPPC-00\_2009-0002095 del 05/10/2009;
- il verbale del 15 aprile 2010 di incontro tra il Gruppo istruttore e il Gestore prot. CIPPC-00\_2010-0000724 del 15/04/2010;
- i verbali del 26 maggio 2010 di incontro tra il Gruppo istruttore e il Gestore prot. CIPPC-00\_2010-0001087 del 27/05/2010 e della riunione riservata del Gruppo istruttore prot. CIPPC-00\_2010-0001088 del 27/05/2010;

visto Il verbale della Conferenza di Servizi tenutasi il 17/11/2010 U.prot DVA-2010-0028060 del 18/11/2010 recepito con prot. CIPPC-00\_2010-0002305 del 19/11/2010.

vista la nota del Ministero dello Sviluppo Economico relativamente ad impianti turbogas di punta per la produzione di energia elettrica presenti in Italia prot. 0010128 del 18/06/2010 recepita con prot. CIPPC\_00-2010-0001261 del 18/06/2010;

vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativamente ad impianti turbogas di punta per la produzione di energia elettrica presenti in Italia U.prot. DVA - 2010-0016045 del 24/06/2010 recepita con prot. CIPPC\_00-2010-0001319 del 25/06/2010.

EMANA

## IL SEGUENTE PARERE

### 3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

<b>Ragione sociale</b>	Enel Produzione S.p.A.
<b>Sede legale</b>	viale Regina Margherita, 125 - 00198 Roma
<b>Sede operativa</b>	zona industriale di Macchiareddu, snc - 09032 Assemini (CA)
<b>Tipo di impianto</b>	Impianto esistente



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

<b>Codice e attività IPPC</b>	categoria 1.1 - Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50 MWì
<b>Classificazione NACE</b>	Codice 35.11 - Produzione di energia elettrica
<b>Classificazione NOSE-P</b>	Codice 101.01 - Processi di combustione > 300MW
<b>Numero di addetti</b>	sei
<b>Gestore</b>	Michele Siciliano Località Portovesme, snc – 09010 Portoscuso Recapito telefonico 0781071240 e-mail michele.siciliano@enel.com
<b>Referente IPPC</b>	Michele Siciliano Località Portovesme, snc – 09010 Portoscuso Recapito telefonico 0781071240 e-mail michele.siciliano@enel.com
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	Sì
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	No

Per l'impianto non sono stati dichiarati dal Gestore procedimenti penali e/o amministrativi.

## 4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

### 4.1 Generalità

L'impianto di Enel Produzione S.p.A è localizzato all'interno del comparto industriale di Macchiareddu-Grogastu, ad Assemini, in provincia di Cagliari, a Nord Ovest dell'hinterland cagliaritano.

L'area è dotata di una rete viaria interna di circa 35 km ed è facilmente collegata all'aeroporto di Cagliari-Elmas, al Porto Canale, alla città di Cagliari ed ai principali nodi stradali della Sardegna, compresa la rete ferroviaria.

L'agglomerato Macchiareddu-Grogastu è uno dei più importanti agglomerati industriali della Sardegna meridionale, è ubicato nella piana alluvionale compresa fra lo Stagno di Cagliari e il Rio Santa Lucia in agro di Capoterra e ricade nei territori comunali di Assemini, Capoterra ed Uta.

Il territorio in cui è localizzato l'impianto è gestito dal Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari (CASIC), istituito con Decreto del Presidente della Repubblica del 4 novembre 1961 n. 1410 e divenuto ente pubblico economico per effetto della legge del 5 ottobre 1991 n. 317.

Il Consorzio si estende su una superficie di circa 8.242,03 ettari, di cui circa 37 sono occupati da attività produttive di diversa natura che fanno capo ad oltre 130 imprese.

Il Piano regolatore dell'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari è stato approvato con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri in data 10.11.1967 ed ha subito numerose varianti, fino a



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

giungere alla VI, attualmente vigente, approvata con Determinazione del Direttore Generale dell'Assessorato EE.LL Finanza e Urbanistica della Regione Autonoma della Sardegna.

L'area in cui insiste l'impianto ha destinazione urbanistica ad insediamenti industriali.

Per quanto attiene alla pianificazione comunale, con Decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 9362/2707 del 26.08.1970, è stato approvato il Regolamento Edilizio, con annesso Programma di Fabbricazione.

Allo stesso sono state apportate diverse varianti, l'ultima delle quali è stata adottata con deliberazione del Consiglio Comunale n. 43, del 21.04.1010.

La centrale si colloca in una zona pianeggiante, con una quota media di circa 11 metri sul livello del mare, in un'area fortemente antropizzata, i cui centri abitati più vicini sono Assemini (alla distanza di 6 km in direzione Nord) e Capoterra (alla distanza di 5,5 km in direzione Sud).

## 4.2 Suolo e sottosuolo

L'area dove sorge la centrale è situata nella piana di Capoterra, in una superficie sub-pianeggiante che degrada dai rilievi montuosi di Capoterra sino allo Stagno di Santa Gilla, con pendenze del 2-4%. L'area è costituita da un basamento paleozoico scistoso-metamorfico e granitico, da una copertura paleogenica della "Formazione di Cixerri", da vulcaniti andesitiche dell'Oligocene e da una copertura quaternaria. Il Quaternario caratterizza il settore Nord Est della Piana di Capoterra fino a Macchiareddu ed è costituito da alluvioni terrazzate formate da ciottoli di scisto, porfido, granito in matrice sabbioso-argillosa a granulometria variabile. Tali depositi affiorano su una superficie che va dall'area collinare a ovest, sino alla zona industriale. La copertura è costituita da alluvioni più recenti. Il contatto tra i due complessi alluvionali avviene in prossimità del Rio Santa Lucia e prosegue fino allo Stagno di Santa Gilla.

Il Gestore ha dichiarato che, a livello locale, l'area della centrale presenta la seguente successione lito-stratigrafica, desunta dalle stratigrafie dei sondaggi eseguiti nelle immediate vicinanze della centrale stessa:

- tra 0 e 1,5-2,5 metri da p.c. è presente materiale di riporto, costituito prevalentemente da ghiaie grosse in matrice sabbiosa;
- tra 1,5-2,5 e 15 metri da p.c. sono presenti depositi alluvionali prevalentemente ghiaiosi con variabile componente sabbiosa e/o limoso-argillosa, localmente alternati a livelli di natura prevalentemente sabbiosa o limoso-argillosa con clasti, secondo successioni che trovano scarsa correlazione tra i diversi sondaggi.

Il Gestore ha dichiarato, inoltre, che dall'analisi bibliografica risulta che la successione dei depositi alluvionali si estende fino a una profondità di 60 -70 m come di seguito indicato:

- oltre 20 metri da p.c., vi sono strati argillosi impermeabili che costituiscono il letto della falda freatica;
- oltre i 55 metri, vi sono alternanze di depositi argillosi e sabbie che costituiscono un secondo acquifero, semiconfinato e leggermente in pressione.

Il Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) è stato approvato con decreto del Presidente della Regione Sardegna del 10 luglio 2006, n. 67. Ad esso ha fatto seguito il decreto del Presidente della Regione Sardegna del 21 marzo 2008, n. 35 recante "Norme di attuazione del Piano Stralcio di Bacino per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Approvazione delle modifiche degli artt. 4, comma 11, e art. 31". In ultimo, il decreto del 28 agosto 2009, n. 58 ha approvato la "Variante al





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) ai sensi dell'art. 31 della L.R. n. 19/2006 in Comune di San Sperate".

Il comune di Assemini ricade in due sub-bacini del PAI: il numero 1 "Sulcis" e il numero 7 "Flumendosa-Campidano-Cixerri". L'analisi del Piano stralcio ha permesso di verificare che la centrale di Assemini non è compresa nelle aree a rischio frana e nelle aree a rischio piena.

### 4.3 Acque

Il corpo d'acqua superficiale più significativo e limitrofo all'area industriale di Assemini è lo Stagno di Santa Gilla, uno dei più importanti sistemi umidi del Mediterraneo.

Attualmente la laguna comunica con il mare con una vasta bocca, larga circa 150 metri, delimitata da due moli, che la separano, a Est, dal porto commerciale di Cagliari e a ovest dal nuovo Porto Canale.

L'area drenata dallo Stagno di Santa Gilla è molto vasta e comprende i bacini idrografici del Flumini Mannu, del Cixerri, del Rio di Santa Lucia e del Rio di Sestu, che complessivamente hanno una superficie di 264.325 ettari. Tuttavia, la forte antropizzazione di questo territorio, con la presenza di numerosi invasi a monte e di numerose canalizzazioni, in particolare in prossimità dello stagno, rendono, di fatto, difficile stimare la portata che effettivamente lo alimenta.

L'area è notevolmente fragile dal punto di vista ambientale ed è stata vittima nel passato di numerosi fenomeni di inquinamento, tra i quali si citano:

- l'inquinamento da idrocarburi, mercurio e altre sostanze tossiche negli anni '60;
- un'epidemia di colera con chiusura alla pesca della laguna nel 1974;
- concentrazioni di mercurio pari a 4,67 mg/l per kg di pesce accertate nel 1976.

Negli anni immediatamente successivi sono iniziati i primi studi per il risanamento.

L'area è inserita tra le zone umide d'importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar (1977). Dopo una serie di interventi di bonifica, dal 1994 lo stagno è nuovamente considerato idoneo per la pesca. Attualmente, oltre che per la Convenzione di Ramsar, l'area è protetta ai sensi della Direttiva Habitat (SIC) e della Direttiva Uccelli (ZPS).

L'area industriale di Cagliari-Macchiareddu utilizza grandi quantità d'acque presenti nei depositi alluvionali quaternari sui quali insistono gli stessi stabilimenti industriali. Sono stati trivellati numerosi pozzi, profondi fino a 150 metri, che, secondo dati non rigorosamente accertati, sarebbero in grado di fornire portate idriche complessive di 200-300 l/s. All'alimentazione delle varie falde presenti in quest'area concorrono il Rio Mannu e i corsi d'acqua minori, tra cui il Rio di Santa Lucia; il Rio Cixerri, sbarrato a Genna Is Abis, non contribuisce più al rimpinguamento.

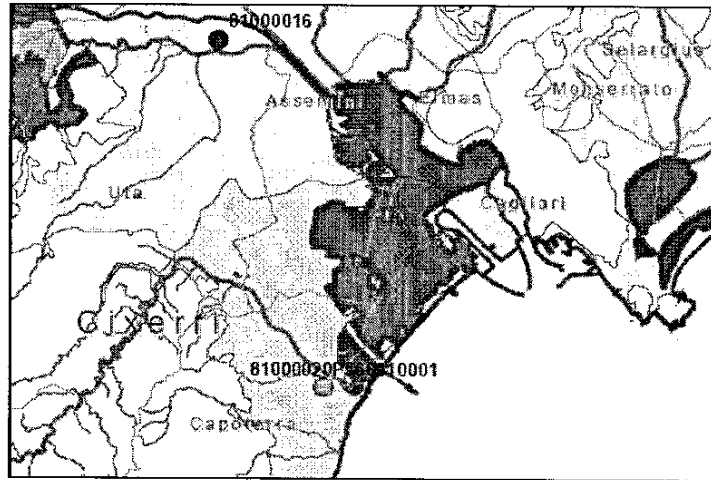
Ancora oggi non si risentono nell'area industriale gli effetti di salinizzazione delle falde ad opera di intrusioni d'acqua del mare che, invece, si verificano ogni estate nell'attigua falda di Capoterra, alimentata soprattutto dal Rio Santa Lucia.

La Regione Autonoma della Sardegna, con Deliberazione della Giunta Regionale n. 14/16 del 4 aprile 2006, ha approvato il Piano di Tutela delle Acque (PTA). Nell'ambito di tale Piano l'area di Assemini ricade nell'unità idrografica omogenea "Cixerri - Flumini Mannu".

L'assetto idrogeologico descritto dal Piano per l'area d'Assemini è raffigurato nella figura sottostante, nella quale, in azzurro, si riportano le acque di transizione (Stagno di Santa Gilla), in giallo, l'acquifero detritico alluvionale quaternario Capoterra - Pula e, in marrone chiaro, l'acquifero sedimentario Plio Quaternario del Campidano.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)



Tali complessi sono costituiti da depositi alluvionali conglomeratici, arenacei, argillosi, depositi lacustro-palustri e discariche minerarie; la loro permeabilità per porosità è, complessivamente, medio bassa e, localmente, medio-alta nei livelli a matrice più grossolana. Nella tabella che segue sono riportate le caratteristiche degli acquiferi in questione, descritte nel Piano per la zona industriale di Assemini (tabella 4.1 e 4.2 del PTA):

Codice	Nome acquifero	Area (kmq)	Spessore medio (m)	Soggiacenza media (m)	Prelievi
13	Detritico-Alluvionale Quaternario di Capoterra-Pula	127,932	60	4	abbondanti
17	Detritico-Alluvionale Plio-Quaternario del Campidano	2.330,302	200	6	abbondanti

Il PTA comprende lo Stagno di Santa Gilla – in quanto area sensibile - tra quelle richiedenti specifiche misure di prevenzione dall'inquinamento e risanamento (capitolo 5.3.1 PTA).

Quale misura di salvaguardia per queste aree, nelle norme d'attuazione del Piano di Tutela delle Acque sono stati adottati i limiti allo scarico più restrittivi, di cui alla tab. 2, allegato 5 del Decreto Legislativo n. 152 del 1999, nei bacini drenanti che contribuiscono all'inquinamento.

Il PTA indica che l'obiettivo sarà dato dal controllo dei carichi di nutrienti, che non dovranno superare quelli rilevati nell'ambito dello studio sopra citato. In particolare, quando sarà completato lo schema fognario depurativo 276, dovrà garantirsi un adeguato apporto d'acque dolci allo stagno, che eviti un ulteriore incremento della salinità delle acque.

L'acquifero Detritico-Alluvionale Plio-Quaternario del Campidano è classificato dal PTA tra le zone potenzialmente vulnerabili da nitrati di origine agricola (capitolo 5.3.2).



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Il piano individua come centri di pericolo potenziale (capitolo 6.1), la zona ASI di Macchiareddu Cagliari, Assemini, Capoterra, nella quale si riporta, tra l'altro, la presenza della discarica autorizzata di rifiuti industriali di Macchiareddu e il relativo inceneritore (capitolo 6.2.2).

Il titolo III, "Misure per la tutela quali-quantitativa dei corpi idrici", delle norme tecniche di attuazione del PTA, al capo IV, "Rischio di dilavamento di sostanze pericolose o che possano creare pregiudizio per il raggiungimento degli obiettivi di qualità", prevede che la Disciplina Regionale per la Tutela delle acque (DRTA) regolamenti i casi in cui, in presenza del rischio di dilavamento dalle superfici impermeabili scoperte di sostanze pericolose o di sostanze che creano pregiudizio per il raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici, si debba ricorrere a sistemi individuali di trattamento, o sistemi di pretrattamento con successivo recapito ad impianto di depurazione.

Lo stato ambientale quali-quantitativo provvisorio dei corpi idrici sotterranei significativi è sintetizzato nel PTA da una tabella (Tabella 7-49), di cui si riporta un estratto relativo agli acquiferi d'interesse:

Acquifero	Classe chimica	Classe quantitativa	Stato ambientale
13-Acquifero Detritico-Alluvionale Plio-Quaternario di Capoterra-Pula	4	c	scadente
17-Acquifero Detritico-Alluvionale Plio-Quaternario del Campidano	4	c	scadente

La classe chimica 4 indica un "Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti" (Tabella 7-24: Classificazione chimica dei corpi idrici sotterranei), la classe quantitativa "c" indica un "Impatto antropico significativo con notevole incidenza dell'uso sulla disponibilità della risorsa".

Per le acque sotterranee il PTA si rifà a quanto stabilito dagli articoli 4 e 5 del Decreto Legislativo n. 152 del 1999 e s.m.i., i quali stabiliscono come entro il 31 dicembre 2016 i corpi idrici sotterranei significativi devono mantenere, o raggiungere, l'obiettivo di qualità ambientale corrispondente allo stato di "buono", fatta eccezione per quelli che, motivatamente, non presentino condizioni tali da consentire il raggiungimento di tale obiettivo

#### 4.4 Aria

Il Piano di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria ambiente in Sardegna, approvato con Deliberazione del 29 novembre 2005, n. 55/6, riporta la zonizzazione preliminare e quella definitiva della Regione, ai sensi del Decreto Legislativo n. 351 del 1999.

Per quanto concerne la zonizzazione preliminare, il Piano prevede la costituzione di una zona ai fini della protezione della salute umana e della vegetazione, caratterizzata da sorgenti di tipo misto, industriali e traffico, composta dai Comuni di Capoterra, Assemini ed Elmas.

Per tale zona, gli inquinanti di maggior interesse sono CO, C6H6, Pb, PM10 e NOx.

Sulla base della zonizzazione definitiva per la protezione della salute umana e gli ecosistemi, la zona di Assemini, per l'entità della popolazione e la vicinanza del polo industriale di Macchiareddu, rientra tra quella da sottoporre cautelativamente a controllo.

In merito all'area industriale di Macchiareddu, la Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2008, pubblicata dall'Assessorato della Difesa dell'ambiente della Regione,



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

evidenza che le quattro stazioni di misura dislocate intorno all'insediamento ex Enichem sono dislocate troppo vicine al principale insediamento industriale dell'area, con la massima distanza tra loro che non arriva a 3 km e, di conseguenza, con una certa ridondanza delle misure e scarsa rappresentatività ai fini della valutazione del rispetto dei limiti per la protezione della salute umana. La stazione più vicina alla centrale Enel è la CENAS8.



Zona	Stazione	BTX	CO	H2S	VOC	NOX	O3	PM10	SO2	TSP	meteo
Assemini	CENAS5					✓	✓	✓	✓		
	CENAS6					✓	✓	✓	✓		✓
	CENAS7					✓	✓	✓	✓		
	CENAS8		✓		✓	✓	✓	✓	✓		

Posizione e dotazione strumentale delle stazioni di misura nell'area industriale di Macchiareddu

Nell'anno 2008 le stazioni di misura hanno registrato vari superamenti dei limiti di legge, legati esclusivamente alle polveri sottili, senza, peraltro, eccedere il numero massimo consentito dalla normativa. Per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 (50 µg/m<sup>3</sup> sulla media giornaliera, da non superare più di 35 volte in un anno civile) sono stati rilevati i seguenti superamenti: 6 superamenti nella CENAS5, 15 nella CENAS6, 8 nella CENAS7 e 13 nella CENAS8.

Nell'anno precedente erano stati registrati i seguenti superamenti:

- per il valore bersaglio per il 2010 per l'ozono (120 µg/m<sup>3</sup> sulla massima media mobile giornaliera di otto ore, da non superare più di 25 in un anno civile come media sui tre anni): 23 superamenti nella CENAS5;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

- per il valore limite per la protezione della salute umana per i PM10 (50 µg/m<sup>3</sup> sulla media giornaliera, da non superare più di 35 volte in un anno civile): 4 superamenti nella CENAS5, 14 nella CENAS6, 8 nella CENAS7 e 21 nella CENAS8;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l'SO<sub>2</sub> (350 µg/m<sup>3</sup> sulla media oraria, da non superare più di 24 volte in un anno civile): 5 superamenti nella CENAS6;
- per il valore limite per la protezione della salute umana per l'SO<sub>2</sub> (125 µg/m<sup>3</sup> sulla media giornaliera, da non superare più di tre volte in un anno civile): 3 superamenti nella CENAS6.

La Relazione sottolinea che, rispetto al 2007, si è registrata, complessivamente, una assenza assoluta di superamenti per l'ozono e l'SO<sub>2</sub> e una sensibile diminuzione dei superamenti di PM10 nella stazione CENAS8. Nessuna stazione della zona di Macchiareddu rileva i BTX, in particolare il benzene, e l'idrogeno solforato (H<sub>2</sub>S).

## 4.5 Rumore

Il Comune di Assemini non è dotato di un Piano di zonizzazione acustica del territorio.

In assenza di zonizzazione, per le sorgenti sonore fisse si applicano i limiti di accettabilità di cui al DPCM 1 marzo 1991 di seguito riportati:

Zonizzazione	Limite diurno Leq(A)	Limite notturno Leq(A)
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (decreto ministeriale n.1444/68)	65	55
Zona B (decreto ministeriale n.1444/68)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Il Gestore ha evidenziato che, nella zonizzazione in bozza, il territorio sul quale insistono gli impianti verrà classificato come "Zona VI - Aree prevalentemente industriali".

Per la classe VI valgono i limiti di immissione ed emissione definiti dall'articolo 2 della legge del 26 ottobre 1995, n. 447:

Valori limite di emissione ed immissione ai sensi della legge n. 447 del 1995	Classe VI (Area esclusivamente industriale)
Valore limite di emissione diurno	65
Valore limite di emissione notturno	65
Valore limite di immissione diurno	70
Valore limite di immissione notturno	70

## 4.6 Aree di protezione e vincolo

Il Gestore, in merito ai vincoli paesaggistici, ha dichiarato che l'area su cui insiste l'impianto non è assoggettata a tutela ai sensi della legge n. 1497 del 1939 sulla protezione delle bellezze naturali, della legge n. 431 del 1985 sulla tutela delle zone di particolare interesse ambientale e della legge n. 1089 del 1939 (oggi decreto legislativo n. 42 del 2004). Ha dichiarato, inoltre, che la centrale non



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

ricade in aree protette della Rete Natura 2000, in aree di rilevanza regionale ed in territorio assoggettato a vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. 3267/23.

L'impianto in esame è ubicato in un polo industriale sito nelle immediate vicinanze dello Stagno di Santa Gilla, zona di particolare sensibilità ambientale, all'interno della quale sono sovrapposti più livelli di tutela (SIC, ZPS, zona umida).

Nell'area di Macchiareddu si trovano i seguenti tre Siti di Importanza Comunitaria (SIC), individuati ai sensi della direttiva 92/43/CEE:

- 39 ITB030037: Stagno di Santa Giusta;
- 55 ITB040023 Stagno di Cagliari, Saline di Macchiareddu, Laguna di Santa Gilla;
- 56 ITB040024 Isola Rossa e Capo Teulada;

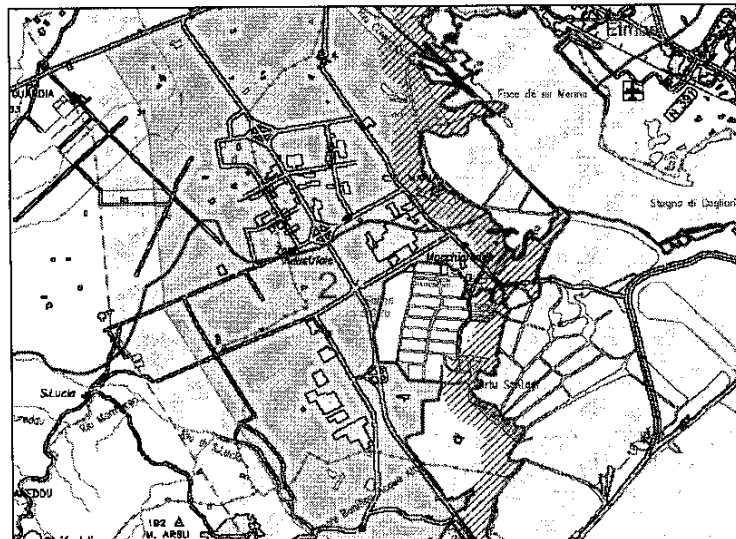
una zona di protezione speciale (ZPS)

- 7 ITB044003 Stagno di Cagliari.

#### 4.7 Caratterizzazione dell'area dello stabilimento e interventi correlati

La centrale ricade nel Sito d'Interesse Nazionale (SIN) del Sulcis Iglesiente Guspinese, individuato con il decreto del 18 settembre 2001, n. 468 e perimetrato con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 12 marzo 2003. Detto decreto prevedeva l'individuazione, all'interno del perimetro provvisorio, da parte della Regione Sardegna, delle aree inserite nel Piano regionale di bonifica, delle aree oggetto di attività potenzialmente inquinanti, delle aree oggetto di notifiche ai sensi degli articoli 7, 8 e 9 del decreto 25 ottobre 1999, n. 471, nonché delle aree oggetto di contaminazione passiva causata da ricaduta atmosferica di inquinanti, ruscellamento di acque contaminate, abbandono o seppellimento di rifiuti.

La Regione Sardegna, ad ottobre 2004, ha trasmesso al Ministero la proposta di sub-perimetrazione del SIN, di cui si riporta uno stralcio relativo alla zona industriale di Assemini.



Stralcio della perimetrazione del SIN (in rosa l'area industriale di Assemini con relativa fascia, in rosa più chiaro, di 1 km potenzialmente oggetto di contaminazione passiva.)



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

La Conferenza di Servizi decisoria del 6 dicembre 2004 ha deliberato di prendere atto della proposta di sub-perimetrazione avanzata dalla Regione Sardegna relativamente alle aree a terra. Sulla base di quanto sopra, Enel Produzione S.p.A. ha presentato al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare nel 2008 un "Piano di caratterizzazione della centrale turbogas di Assemini". Nell'ambito della Conferenza dei Servizi del 7 luglio 2009 è stato approvato il Piano di Caratterizzazione. Per la individuazione delle potenziali contaminazioni in atto, il Piano di investigazione iniziale prevede la suddivisione dell'area della centrale in due settori omogenei:

- Area A, con superficie di poco superiore a 57.100 m<sup>2</sup>, comprendente l'area occupata dagli impianti produttivi;
- Area B, con superficie di poco superiore a 79.600 m<sup>2</sup>, comprendente le aree esterne anch'esse classificate a destinazione industriale, non occupate da infrastrutture industriali e che non sono mai state oggetto di attività potenzialmente inquinanti.

Per ciascuna delle due aree il Piano definisce le seguenti modalità di indagine del sottosuolo:

- Area A: caratterizzazione con maglia equivalente a 50 x 50 (1 sondaggio ogni 2.550 m<sup>2</sup>) corrispondente a un minimo di 23 sondaggi. Il Gestore ha dichiarato che non sarà tecnicamente possibile rispettare una maglia regolare, a causa della presenza di strutture fuori terra e della densità dei sottoservizi. Ha dichiarato, inoltre, che si provvederà ad un infittimento dei punti di indagine in prossimità dei centri di maggiore pericolo;
- Area B: caratterizzazione mediante maglia equivalente 100 x 100 (1 sondaggio ogni 10.000 m<sup>2</sup>) corrispondente a un minimo di 8 sondaggi.

In alcuni dei 31 punti di indagine il Piano di investigazione prevede l'installazione di 5 piezometri per la caratterizzazione delle acque di falda.

Per la caratterizzazione del suolo superficiale sono, invece, previsti 4 campionamenti top soil, in numero pari al 10% dei sondaggi totali, destinati alla determinazione di PCB (policlorobifenili), PCDD/PCDF (diossine e furani) e amianto totale.

In base al Piano l'ubicazione definitiva di tutti i punti di indagine dovrà essere verificata in sede di cantiere, con l'identificazione di tutti i possibili sottoservizi presenti nell'area interessata e in funzione della situazione logistica. La profondità dei sondaggi sarà tale da raggiungere la frangia capillare della falda superficiale posta a circa 5-9 m dal piano campagna. La perforazione verrà arrestata entro i primi 50 cm di terreno saturo. Il Piano prevede, comunque, modifiche della profondità prevista a seconda delle condizioni lito-stratigrafiche incontrate. Per i punti da attrezzare a piezometro, la perforazione dovrà raggiungere un livello a bassa permeabilità che costituisce il letto della falda superficiale; la perforazione dovrà essere arrestata entro i primi 50 cm di tale strato. Se tale strato non dovesse essere incontrato, i sondaggi verranno interrotti alla profondità di 25 m dal piano campagna. In ogni perforo da attrezzare a piezometro dovrà essere eseguita una prova di Lefranc a profondità corrispondenti con gli strati che alloggiavano l'acquifero, per determinare i parametri caratteristici dello stesso e, in particolare, la sua permeabilità e trasmissività. La distribuzione di tali prove potrà subire modifiche in corso d'opera al fine di ottenere una soddisfacente caratterizzazione dell'acquifero.

Per quanto riguarda la frequenza dei prelievi dei campioni di terreno, in corrispondenza di ogni sondaggio verticale, il Piano prevede il prelievo e l'analisi di campioni a differente profondità, secondo le modalità di seguito riportate:



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

- il primo metro di profondità comprendente materiale di riporto superficiale;
- un campione di un metro intermedio;
- un metro, tra i 5 e i 9 metri di profondità, in corrispondenza della frangia capillare (cioè all'interno della zona di oscillazione della falda o, comunque, dell'interfaccia zona satura /zona insatura);
- un metro rappresentativo dello strato inferiore dell'acquifero (o un campione rappresentativo della profondità massima raggiunta, qualora non venisse incontrato un livello impermeabile alla base dell'acquifero) per i soli sondaggi da attrezzare a piezometro.

Le modalità di indagine in campo prevedono carotaggi a secco, al fine di evitare l'alterazione delle caratteristiche chimiche dei materiali da campionare, con l'utilizzo di acqua pulita solo in casi di assoluta necessità (ad es. l'elevata consistenza dei terreni) ed impiego di attrezzature di tipo a rotazione, con utilizzo di tubazione metallica di rivestimento provvisoria, per prevenire frane delle pareti del foro nei tratti non lapidei ed evitare il trascinarsi in profondità di contaminanti di superficie. I parametri analitici analizzati saranno:

- per i campioni di terreno: metalli, aromatici, aromatici policiclici, alifatici clorurati cancerogeni, alifatici clorurati non cancerogeni, alifatici alogenati cancerogeni, idrocarburi, diossine e furani (solo sui campioni di top-soil), PCB (solo sui campioni di top-soil), amianto totale (solo sui campioni di top-soil), contenuto di acqua, scheletro (frazione >2 mm);
- per i campioni di acque sotterranee: metalli, inquinanti inorganici, aromatici, aromatici policiclici, alifatici clorurati cancerogeni, alifatici clorurati non cancerogeni, alifatici alogenati cancerogeni, idrocarburi, pH, conducibilità elettrica, ossigeno disciolto, potenziale di ossidoriduzione, temperatura.

Le analisi sui campioni di terreno, ad eccezione dei composti volatili, verranno condotte sulla frazione secca passante il vaglio dei 2 mm. La determinazione delle sostanze volatili dovrà essere effettuata sul campione tal quale. Le analisi chimiche di laboratorio verranno effettuate nei laboratori CESI di Piacenza, secondo le metodiche analitiche ufficiali o, comunque, in linea con le indicazioni del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 anche per quanto attiene i limiti inferiori di rilevabilità.





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

### 5.1 Generalità

La centrale turbogas di Enel Produzione S.p.A. è ubicata nel comune di Assemini (CA), nella zona industriale in località Macchiareddu. L'area nella quale ha sede la centrale si estende per circa 137.588 m<sup>2</sup>, di cui:

- aree coperte: 2.730 m<sup>2</sup>;
- aree scoperte pavimentate: 71.862 m<sup>2</sup>;
- aree scoperte non pavimentate: 62.966 m<sup>2</sup>.

L'area produttiva occupa una superficie di poco superiore a 57.000 m<sup>2</sup> e risulta fisicamente separata dalla restante porzione del terreno di proprietà Enel da una recinzione anti intrusione che presenta, come unico varco, il cancello d'ingresso videosorvegliato. Il sito è costituito, nelle aree non occupate da fabbricati o impianti, da aree per lo più asfaltate o pavimentate e da alcune zone a verde.

L'impianto produttivo ha una potenza termica complessiva di 620 MWt e si compone di due identiche unità turbogas a ciclo semplice della potenza unitaria di 109.400 kVA ciascuna e, al fine di assicurare un'alimentazione di riserva, da un gruppo elettrogeno di emergenza da 937 kVA.

L'impianto è stato realizzato sulla base del decreto autorizzativo del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 28 giugno 1991 ed è entrato in esercizio a metà del 1992.

La configurazione impiantistica è rimasta immutata nel corso degli anni.

La centrale, la cui realizzazione è stata prevista dal piano di emergenza proposto da ENEL al CIPE nel 1975, è adibita alla produzione di energia elettrica nei periodi di maggiore richiesta di energia (periodi di punta) e, in condizioni di blackout, permette il ripristino delle condizioni di normale funzionamento della rete elettrica nazionale. La centrale, infatti, è in grado di avviarsi senza assorbire energia elettrica dalla rete e con ridotti tempi di avviamento (50 minuti circa per il pieno carico). La centrale, inoltre, contribuisce talvolta alla copertura parziale della domanda di energia della regione Sardegna; ciò è accaduto specialmente nel recente periodo, in seguito alle attività di revamping ed al potenziamento del cavo di collegamento SACOI. Per questo motivo l'esercizio effettivo degli ultimi anni è stato superiore alle 500 ore per gruppo.

Il Gestore, tuttavia, in occasione dell'incontro con il GI svoltosi in data 15/04/2010, ha dichiarato che, a seguito del collegamento della rete regionale sarda al nuovo elettrodotto "SAPEI", si è evidenziata una notevole riduzione delle ore di funzionamento della centrale, circostanza che lascia presupporre una ulteriore riduzione delle ore di funzionamento nell'esercizio futuro.

In occasione dell'incontro del 26.05.2010 il Gestore ha, inoltre, dichiarato che l'impianto, quando entra in funzione, lavora in media 8/10 ore e che, nel corso del 2009, il periodo di esercizio più lungo ad avviamento avvenuto è stato di circa un giorno e mezzo.

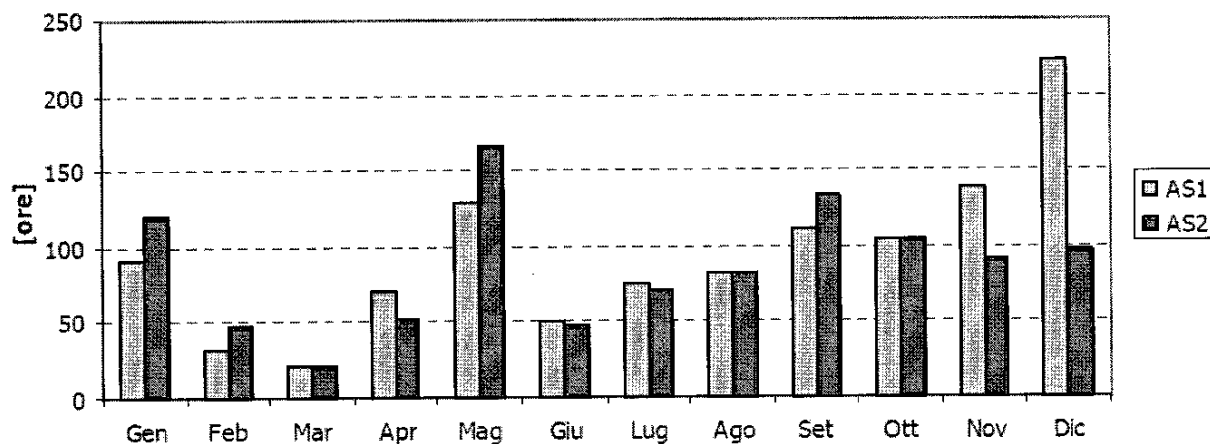
Nella tabella seguente si riporta la produzione di energia elettrica, per singolo gruppo turbogas e per l'intero impianto, dichiarata dal Gestore per gli anni 2003-2009.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Anno	Gruppo 1		Gruppo 2		Impianto
	produzione (MWh)	ore funzionamento	produzione (MWh)	ore funzionamento	produzione (MWh)
2003	57.080	1.015	30.880	606	87.960
2004	7.273	164	6.077	156	13.350
2005	22.874	554	15.408	456	38.282
2006	11.279	306	22.721	728	34.000
2007	23.004	569	13.294	499	36.298
2008	45.613	1.321	36.238	1.180	81.851
2009	45.110	1.376	45.362	1.472	90.472

Si riporta, inoltre, l'andamento delle ore di funzionamento mensili relative all'anno 2008 dei due turbogas.



L'impianto è in possesso delle autorizzazioni indicate nella seguente tabella



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

A.6 Autorizzazioni esistenti per impianto *					
Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
1884	CASIC	29/06/2001	Illimitato	Prov. RAS N° 40235/95	Acqua scarichi
661132	Min. Industria, Ambiente, Sanità	02/07/1991	---	DPR 203/88	Emissioni:
2151/6531/03	VVF	13/03/2004	13/03/2007	DM 16/2/82	Prevenzione incendi
Decreto 661132	MICA	02/07/1991	---		Autorizzazione alla costruzione
Determinazione 511	RAS	01/04/2003	01/04/2008	D.lgs 22/97	Autorizzazione rifiuti



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5.1.1 Ciclo produttivo

L'impianto produttivo è costituito da 2 unità turbogas identiche a ciclo semplice e da un gruppo elettrogeno di emergenza. Ogni unità è costituita da un compressore assiale, da combustori racchiusi in una camera di combustione anulare, da una turbina a gas e da un alternatore coassiale per la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica. L'energia elettrica viene immessa nella rete 150 kV mediante trasformatori elevatori 15/160 kV – 100 MVA. In caso di inattività della centrale, i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete locale di media tensione di Enel Distribuzione S.p.A.

Le principali caratteristiche di ciascun gruppo di produzione sono:

- potenza nominale continua di base: ai morsetti dell'alternatore 90 MW; al netto dei servizi ausiliari di gruppo 88 MW;
- potenza continua di punta: ai morsetti dell'alternatore 95 MW.

Il ciclo produttivo dell'impianto di Assemini utilizza gasolio che alimenta i gruppi turbogas tramite una stazione di pompaggio. Il gasolio viene iniettato nella camera di combustione, dove si unisce all'aria aspirata dall'atmosfera, previa filtrazione e compressione di quest'ultima. Il fluido termico prodotto dalla combustione viene fatto espandere in turbina, sviluppando energia meccanica. I gas di combustione esausti sono immessi nell'atmosfera mediante due camini alti circa 18 m.

Il gasolio è utilizzato anche per alimentare motori di lancio dei gruppi, i sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio, azionati da motori diesel.

La gestione di tutte le attività e il compito di effettuare interventi di pronto intervento, di manutenzione ordinaria e programmata, i controlli e le attività di routine sono affidate all'unità Business di Sulcis, ITE Sulcis. La presenza di personale all'interno della centrale è quindi di tipo non fisso, variabile in funzione del tipo di attività in corso.

All'interno dell'impianto sono realizzati, inoltre, i locali per officine, magazzini e servizi logistici. Non vi sono parti di impianto non in esercizio.

## 5.1.2 Attività rilevanti: i gruppi di produzione 1 e 2

Ciascun gruppo generatore turbogas (1 e 2) è costituito da:

- una turbina a gas di costruzione FIAT tipo TG 50/C, monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 3000 giri/1, composta da:
  - un compressore aria del tipo assiale a 20 stadi, con rapporto di compressione 12:1;
  - una camera di combustione avente 18 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;
  - una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 4 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata;
- un generatore sincrono trifase di costruzione Marelli tipo SGT 24-36-02, anno di costruzione 1980, della potenza di 109.400 kVA a cos  $\phi$  0,85, tensione 15 kV, frequenza 50 Hz;
- un motore diesel per l'avviamento del turbogas (potenza nominale pari a 2,350 MWt) accoppiato all'asse della turbina tramite un convertitore di coppia idraulico che disinnesta ed arresta il motore stesso quando la turbina ha raggiunto la velocità di autosostentamento;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

il motore diesel è alimentato a gasolio, contenuto in un serbatoio della capacità di 2 m<sup>3</sup>. Il tempo di funzionamento richiesto al diesel di lancio è di circa 15/20 minuti per ogni avviamento.

Tutte le apparecchiature sopra menzionate sono alloggiare all'interno di cabinati insonorizzati. Le operazioni di avviamento, arresto e variazioni di carico delle unità di produzione sono regolate da un sistema di comando che esegue anche il controllo automatico dei parametri di funzionamento. E', inoltre, possibile il comando a distanza delle operazioni di avviamento e di arresto dall'unità Business di Sulcis, ITE Sulcis.

In occasione dell'incontro del 26.05.2010 (cfr.verbale CIPPC\_00\_2010\_0001087) il Gestore ha dichiarato che, nell'anno 2009, sono stati effettuati 148 avviamenti per il gruppo 1 e 131 per il gruppo 2 e che, nei primi cinque mesi del 2010, ne sono stati eseguiti 29, di cui 9 di servizio e 20 di prova. Il Gestore, inoltre, atteso il collegamento della rete regionale sarda al nuovo elettrodotto "SAPEI", ritiene ragionevole prevedere che in futuro gli avviamenti saranno ridotti numericamente.

In data 4 giugno 2010 il Gestore ha fornito i dati relativi al numero di avviamenti registrati nel corso dei primi mesi del 2010, di seguito indicati:

Riepilogo avviamenti primi mesi del 2010 (dati comunicati il 4 giugno 2010)	Gruppo 1		Gruppo 2	
	n. avviamenti	Ore parallelo	n. avviamenti	Ore parallelo
<b>Richiesta Terna</b>	15	82,54	15	84,01
<b>Prove periodiche</b>	18	45,06	17	41,13
<b>Totale avviamenti</b>	33	128,00	32	125,14

Per il gruppo 1, su 33 avviamenti registrati, 18 sono attribuibili alle prove periodiche; per il gruppo 2, su 32 avviamenti, quelli dovuti alle prove periodiche sono stati 17.

### 5.1.3 Attività tecnicamente connesse

Il processo di produzione è integrato dai seguenti impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie:

- gruppo elettrogeno di emergenza;
- impianto trattamento acque reflue;
- impianto antincendio;
- deposito combustibili e rampa di scarico combustibili.

#### Gruppo elettrogeno di emergenza (ACI - attività connessa 1)

L'energia per l'avviamento della centrale in caso di blackout totale è assicurata da un gruppo elettrogeno diesel di emergenza. Tale gruppo è in grado di fornire l'energia elettrica per alimentare le apparecchiature ed i sistemi di comando e controllo per l'avviamento delle due unità di produzione. Il gruppo elettrogeno è costituito da un motore diesel MTU di potenza di 950 kW, collegato ad un generatore elettrico Leroy Sommer da 950 kW. Il gasolio necessario al funzionamento è stoccato in un apposito serbatoio di servizio della capacità di 0,5 m<sup>3</sup>.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## Impianto trattamento acque reflue (AC2 - attività connessa 2)

L'impianto è dotato di 3 reti fognarie per la raccolta delle seguenti tipologie di acque:

- *acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali*: derivano da spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.) e da precipitazioni su aree scoperte. Sono raccolte dalla fognatura oleosa e inviate al disoleatore. Nelle acque di questo tipo possono essere presenti tracce d'idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti e da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi. Nel ciclo produttivo tali sostanze non sono utilizzate come materia prima;
- *acque sanitarie*: derivano da servizi igienici e dalle docce degli spogliatoi. Sono inviate a una fossa Imhoff, dedicata ai reflui sanitari e, quindi, raccolte in un reticolo fognario separato che le convoglia direttamente al depuratore consortile CASIC;
- *acque meteoriche non inquinate*: derivano da precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili da oli o da altre sostanze. Sono raccolte da un'apposita fognatura e inviate alla vasca di raccolta acque oleose.

Alla rete di fognatura delle acque oleose sono collegati i bacini dei serbatoi, le rampe di scarico delle autobotti, le aree sottostanti le tettoie dove sono alloggiato le elettropompe e i vassoi dei gruppi.

L'impianto di trattamento delle acque (disoleatore) è costituito da una vasca di calma dalla quale, per trascinamento, le acque inquinate da oli passano nella vasca di disoleazione avente capacità pari a 2.000 m<sup>3</sup>. Tale vasca risulta interrata, a cielo aperto, di forma parallelepipedica, con pavimento in calcestruzzo impermeabilizzato mediante membrana in polietilene ad alta densità. Nella vasca di disoleazione un discoil raccoglie l'eventuale olio presente e lo invia mediante pompe in una seconda vasca parallelepipedica, del tipo a cielo aperto, da 5 m<sup>3</sup>, per il raffinamento dell'operazione di separazione oli. Infine, gli oli vengono inviati in un serbatoio di raccolta cilindrico, verticale, a cielo aperto da 60 m<sup>3</sup>. Tale serbatoio è dotato di cordolo ed ha pavimentazione impermeabilizzata. L'acqua trattata è inviata tramite 2 pompe in una vasca trappola e da qui, mediante comandi manuali, allo scarico in fogna e, quindi, al depuratore consortile CASIC.

## Impianto antincendio (AC3 - attività connessa 3)

L'impianto è dotato di sistema generale antincendio costituito da due serbatoi di riserva da 1.500 m<sup>3</sup>, da una autoclave da 30 m<sup>3</sup>, da una elettropompa e due motopompe azionate da motori diesel per l'alimentazione della rete di idranti distribuita su tutto l'impianto.

L'elettropompa per il mantenimento della pressione ha una portata di 80 m<sup>3</sup>/h e prevalenza 90 m, mentre le due motopompe hanno una portata di 1200 m<sup>3</sup>/h, prevalenza 90 m e sono azionate da motori diesel Perkins da 500 kW; il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe è raccolto in due appositi serbatoi di servizio della capacità di 1,5 m<sup>3</sup> ciascuno.

A protezione dei cabinati dei turbogas, dei diesel di lancio, dei quadri elettrici, della sala comando e del gruppo elettrogeno è installato un impianto fisso automatico alimentato con bombole di NAF3, disposte all'esterno dei cabinati, attivato da rilevatori antincendio (termocoppie continue e rilevatori ottici); nel corso degli interventi di manutenzione della centrale, l'impianto a estinzione a NAF3 ha sostituito il precedente impianto che utilizzava Halon. Quest'ultimo è stato completamente rimosso.



## PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

I trasformatori elettrici sono protetti da un impianto automatico ad acqua frazionata, azionato da rilevatori incendio del tipo a bulbo. Inoltre, su tutto l'impianto sono opportunamente distribuiti estintori portatili a polvere ed a CO<sub>2</sub>.

### Deposito combustibili e rampa di scarico autobotti (AC4 - attività connessa 4)

L'area parco combustibile è formata dalle seguenti tre zone, aventi tutte la pavimentazione impermeabilizzata, per contenere eventuali perdite di gasolio ed evitare le infiltrazioni nel sottosuolo:

- zona scarico autobotti, costituita da una tettoia con quattro stazioni separate da muri tagliafuoco, per il parcheggio delle autobotti. Da queste il gasolio, tramite una manichetta di adeguate dimensioni, viene scaricato in un serbatoio interrato della capacità di circa 100 m<sup>3</sup>. La piazzola è costituita da un primo strato di calcestruzzo magro, atto a rendere uniforme la superficie superiore del materiale terroso, da una guaina in PEAD di 2 mm di spessore, interposta a due teli di tessuto non tessuto, protetta superiormente da un getto di calcestruzzo armato. La zona rampe è in pendenza, con canale per il recupero e invio all'impianto trattamento acque reflue degli eventuali sversamenti di combustibile;
- zona travaso combustibile, costituita anch'essa da una tettoia che protegge le pompe e le relative apparecchiature ausiliarie necessarie per il travaso del gasolio dal serbatoio da 100 m<sup>3</sup> ai 2 serbatoi da 15.350 m<sup>3</sup> e per l'invio dello stesso ai due gruppi turbogas; il travaso dalle pompe ai serbatoi e dalle pompe ai bruciatori dei turbogruppi è assicurato da tubazioni fuori terra in pipe-rack sopraelevato. Nell'area pompe di caricamento è posata una guaina in PEAD, di 2 mm di spessore, interposta a due teli di tessuto non tessuto ed una pavimentazione con uno strato di calcestruzzo a protezione della guaina stessa. L'area è protetta da un bacino con un cordolo di altezza di 30 cm, dotato di pozzetti di drenaggio comunicanti con la rete di raccolta acque inquinabili da olio;
- zona deposito combustibile, costituita da due serbatoi cilindrici, fuori terra, a tetto galleggiante, della capacità di 15.350 m<sup>3</sup>, per lo stoccaggio del gasolio necessario per un funzionamento continuativo della centrale di circa 22 giorni. I serbatoi sono dotati di bacini di contenimento con argini in terra rivestiti con spritz beton per renderli impermeabili e fondo rivestito in cemento armato impermeabilizzato per contenere l'eventuale totale fuoriuscita del gasolio in caso di sfondamento dei serbatoi stessi. Sul fondo è posata una guaina in PEAD, di 2 mm di spessore, interposta a due teli di tessuto non tessuto, protetta superiormente da quadrotti prefabbricati di calcestruzzo e posati a secco. All'interno di ogni bacino di contenimento sono presenti un canale perimetrale e il trincarino, in cemento alla base dei serbatoi, per la raccolta delle acque meteoriche inviate all'impianto trattamento acque reflue tramite rete fognaria separata. Il Gestore ha dichiarato che i bacini hanno una capacità superiore al volume del gasolio stoccato del 14%.

Le aree di transito delle autobotti e automezzi sono asfaltate e dotate di impianto di raccolta acque che convoglia le acque verso la vasca da 2.000 m<sup>3</sup>. Gli eventuali sversamenti su tali aree sono convogliati verso i pozzetti di raccolta posizionati in punti appropriati.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5.2 Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili

Il Gestore ha dichiarato che non sono presenti materie prime funzionali alla produzione di energia elettrica, ad eccezione del combustibile. Non ha, tuttavia, escluso la possibilità di utilizzare altri materiali di consumo funzionali all'esercizio e alla manutenzione dell'impianto. Relativamente agli oli, il Gestore ha stimato un consumo annuo di olio lubrificante pari a circa 750 kg e di olio dielettrico pari a circa 1 kg. Fusti di riserva sono conservati in magazzino per una capacità complessiva non superiore a 30 m<sup>3</sup>.

Il gasolio è l'unico combustibile utilizzato presso l'impianto per la produzione di energia elettrica e per l'alimentazione dei sistemi azionati da motori diesel (motori di lancio dei gruppi, gruppo elettrogeno e motopompe antincendio). I consumi di gasolio per la produzione di energia elettrica dal 2005 al 2008 forniti dal Gestore sono riportati nella tabella seguente:

Anno	Consumo gasolio (t)
2005	16.490
2006	17.142
2007	17.289
2008	37.581

Il consumo di gasolio nel 2008 per gli altri usi è stato di 22.164 kg.

Relativamente al consumo di materie prime alla capacità produttiva il Gestore, con le integrazioni fornite in data 4 giugno 2010, ha dichiarato quanto segue:

Materia prima	Consumo alla capacità produttiva
gasolio	39.457 t
Oli lubrificanti	0,750 t
Oli dielettrici	0,001 t

Il Gestore ha, altresì, dichiarato che i suddetti dati alla capacità produttiva sono stati calcolati considerando un funzionamento dei 2 gruppi turbogas, alla potenza nominale, 500 ore annue per singolo gruppo, e considerando, inoltre, i quantitativi marginali consumati dalle Attività connesse gruppo elettrogeno di emergenza (AC1) e impianto antincendio(AC3) presenti nella centrale.

Per quanto concerne lo stoccaggio di gasolio, il Gestore ha riportato nella scheda B.18 i serbatoi elencati nella tabella seguente:

N. serbatoi	Capacità serbatoio (m <sup>3</sup> )	Caratteristiche	Utilizzo
2	15.350	serbatoi metallici a tetto galleggiante	produzione energia elettrica





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

2	1,5	serbatoi metallici interrati	motopompe antincendio
2	2	serbatoi metallici interrati	diesel di lancio
1	0,5	serbatoio metallico interrato	gruppo elettrogeno
1	100	serbatoio metallico interrato	travaso gasolio
1	50	serbatoio metallico interrato	Alimentazione dei vari motori diesel asserviti all'impianto (motori di lancio, diesel di emergenza ,ecc)

Nell'impianto è, inoltre, presente un serbatoio di gasolio da 4 m<sup>3</sup> al servizio dell'impianto di riscaldamento dell'edificio servizi. Tale serbatoio è attualmente in disuso a causa del momentaneo inutilizzo della caldaia in argomento.

### 5.3 Consumi idrici

L'approvvigionamento di acqua avviene attraverso due condotte, una per l'acqua industriale l'altra per l'acqua potabile; su ogni stacco è installato un misuratore di portata. Il Gestore ha dichiarato che il consumo di risorse idriche non risulta influenzato dal funzionamento dei due gruppi turbogas. L'acqua industriale è utilizzata essenzialmente per l'antincendio, per i lavaggi delle aree con presenza di macchinari e per l'innaffiamento delle aree verdi. L'acqua potabile è utilizzata per gli usi civili, negli uffici e negli spogliatoi. L'acqua è approvvigionata dall'acquedotto del Consorzio industriale CASIC. I prelievi dalla rete del consorzio, registrati negli anni dal 2003 al 2009, sono presentati nella tabella che segue.

Consumi di acqua	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Potabile (m <sup>3</sup> )	1.144	270	86	765	178	580	180
Industriale (m <sup>3</sup> )	3.340	1.370	2.760	7.570	3.500	2.950	4.590
Totale (m <sup>3</sup> )	4.484	1.640	2.846	8.335	3.678	3.530	4.770

Dalla tabella sopra riportata si osserva che il consumo idrico totale nel periodo 2003 -2009 è variato da un minimo di 1.640 m<sup>3</sup> nel 2004 ad un massimo di 8.335 m<sup>3</sup> nel 2006, di cui 7.570 m<sup>3</sup> costituiti da acqua industriale. Il Gestore ha affermato che, date le caratteristiche della centrale, i consumi di acqua nel corso dell'anno risultano variabili: possono, infatti, essere pari a zero per la maggior parte dei giorni dell'anno ed avere un incremento, non quantificabile con precisione, in altri limitati giorni dell'anno. Di seguito, è riportata la variazione dei consumi di acqua potabile ed industriale per bimestre nel periodo 2003 - 2009.



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

Bimestre	2003		2004		2005		2006		2007	
	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )
1	88	0	14	130	18	320	12	390	20	760
2	55	414	15	240	58	630	20	1.960	20	1.340
3	175	1.090	17	140	0	340	560	0	33	1.280
4	576	1.800	58	250	0	610	68	2.250	63	0
5	237	0	23	370	0	580	25	2.960	22	120
6	13	0	143	240	10	280	80	10	20	0

P = Potabile; I = Industriale

Bimestre	2008		2009	
	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )	P (m <sup>3</sup> )	I (m <sup>3</sup> )
1	25	1.100	23	1.350
2	66	90	27	0
3	219	0	28	620
4	138	1.760	35	2.090
5	44	0	54	520
6	88	0	13	10

P = Potabile; I = Industriale

Relativamente al consumo di risorse idriche alla capacità produttiva il Gestore, con le integrazioni del 4 giugno 2010 ed i successivi chiarimenti, ha dichiarato quanto segue, precisando che i consumi alla capacità produttiva sono stati determinati considerando il consumo massimo riscontrato negli ultimi sette anni, arrotondato per eccesso. Per i consumi definiti come antincendio, sono stati individuati come mesi di punta luglio e agosto.

Il Gestore ha, altresì, precisato che il consumo di risorse idriche non è influenzato dal funzionamento dei gruppi turbogas, né è legato alla produzione degli stessi. L'impianto antincendio, a meno di insignificanti reintegri per effettuazione di prove e verifiche, non comporta consumi idrici continui ed il consumo indicato è attribuibile, pressoché esclusivamente, all'irrigazione delle aree verdi.

Utilizzo	Consumo alla capacità produttiva
Potabile (m <sup>3</sup> )	1.200 m <sup>3</sup>
Antincendio ecc (m <sup>3</sup> )	7.600 m <sup>3</sup>

Si rileva, tuttavia, che nel 2006 è stato registrato un valore superiore al dato riportato per la capacità produttiva (cfr tabella precedente sui consumi idrici).



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5.4 Aspetti energetici

Nel 2008 l'energia elettrica prodotta dall'intero impianto è stata pari a 81.851 MWh (di cui 45.613 MWh prodotti dal gruppo turbogas 1, 36.238 MWh prodotti dal gruppo turbogas 2 e 11,13 MWh dal gruppo elettrogeno di emergenza). Dell'energia elettrica prodotta dall'intero impianto 3.406 MWh sono stati consumati (circa il 4%) e 78.445 MWh sono stati ceduti a terzi. Per quanto riguarda la produzione di energia termica al 2008 questa è stata pari a 449.774 MWh.

Relativamente ai dati alla capacità produttiva il Gestore, con le integrazioni fornite in data 4 giugno 2010, ha dichiarato una produzione totale di energia termica pari a 470.311 MWh e una produzione di energia elettrica totale di 90.029 MWh di cui 85.118 MWh ceduti a terzi. L'energia elettrica lorda prodotta è stata calcolata considerando un funzionamento di 500 ore per singolo gruppo turbogas.

Il Gestore ha dichiarato che, non essendo l'impianto destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica, l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo non sono fattori di principale rilevanza.

Per il 2008 il Gestore ha dichiarato un consumo specifico netto dell'impianto (kcal contenute nel combustibile impiegato/kWh netti prodotti) pari a 4.933 kcal/kWh.

Si riportano, di seguito, i consumi energetici al 2008 e alla capacità produttiva dichiarati dal Gestore nelle integrazioni fornite in data 4 giugno 2010 e successivi chiarimenti:

Consumo di energia termica MWh		Consumo di energia elettrica MWh		Consumo specifico di energia termica (kWh/unità)		Consumo specifico di energia elettrica (kWh/unità)	
2008	Capacità produttiva	2008	Capacità produttiva**	2008	Capacità produttiva	2008	Capacità produttiva
448.080	470.492	3.406	2000	5,47	5,22	0,04	0,02

\*\*costituisce il consumo di energia elettrica degli ausiliari relativi alle unità turbogas per il funzionamento di 500 ore.

## 5.5 Emissioni in aria

### 5.5.1 Emissioni convogliate in aria

Le emissioni convogliate in aria sono costituite essenzialmente dai fumi di combustione dei due turbogas. Di seguito si riportano le caratteristiche dei due camini principali, entrambi privi di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni.

Camino	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Altezza dal suolo (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )	Sistemi di trattamento
1	Gruppo 1	18	6,5	No
2	Gruppo 2	18	6,5	No



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Il Gestore ha dichiarato che presso l'impianto sono, inoltre, presenti le seguenti fonti di emissione:

Camino	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Inquinanti	Frequenza emissione
3	Scarico motore diesel di lancio TG1 (P=2,350 MWt)	gas di combustione	episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)
4	Scarico motore diesel di TG2 (P=2,350 MWt)	gas di combustione	episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)
5	Scarico motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza (P=950 kW)	gas di combustione	Emergenza
6	Scarico n. 2 motopompe antincendio (P=500 kW)	gas di combustione	Emergenza
7	Sfiato serbatoio gasolio gruppo elettrogeno di emergenza 0,5 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Episodica
8	Sfiato n. 2 serbatoi gasolio motopompe antincendio da 1,5 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Episodica
9	Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG1 2,0 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Episodica
10	Sfiato serbatoio gasolio motore lancio TG2 2,0 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Episodica
11	Sfiato da serbatoio di gasolio stoccaggio n.2 da 15.350 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Continua
12	Sfiato da serbatoio per travaso gasolio da 100 m <sup>3</sup>	vapore da combustibile	Continua
13	Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	vapori di olio	Continua
14	Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	vapori di olio	Continua
15	Emissioni da officina e altri locali di lavoro	ricambi aria	Continua

Il Gestore ha fornito i seguenti risultati (valori istantanei) concernenti i rilievi effettuati sulle emissioni in atmosfera dei due turbogas il 6 ottobre 2009 (O<sub>2</sub> di riferimento: 15%):

Gruppo 1							
Ora	Prova	Potenza (MW)	Portata fumi (Nm <sup>3</sup> /h)	NOx (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	SO <sub>2</sub> (mg/Nm <sup>3</sup> )	Polveri (mg/Nm <sup>3</sup> )
15.50	Avviamento	-	-	137,4	350,8	24,8	-
16.00	Carico stabile	20	-	253,7	98,0	28,9	-
16.06	Carico stabile	30	-	273,3	79,5	28,9	-
16.14	Carico stabile	40	-	312,9	44,4	20,6	-



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

16.26	Carico stabile	50	-	346,0	12,8	23,7	-
16.35	Carico stabile	60	-	385,3	6,5	23,8	-
16.44	Carico stabile	70	507.119	415,8	7,2	21,7	16,15
<b>Gruppo 2</b>							
Ora	Prova	Potenza (MW)	Portata fumi (Nm <sup>3</sup> /h)	NOx (mg/Nm <sup>3</sup> )	CO (mg/Nm <sup>3</sup> )	SO2 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Polveri (mg/Nm <sup>3</sup> )
10.04	Avviamento	12	-	351,0	370,9	26,1	-
10.12	Carico stabile	20	-	411,5	99,5	23,3	-
10.22	Carico stabile	30	-	455,8	60,7	25,1	-
10.33	Carico stabile	40	-	483,7	26,9	22,4	-
10.46	Carico stabile	50	-	513,4	14,7	20,0	-
11.00	Carico stabile	60	-	532,3	10,1	19,4	-
11.20	Carico stabile	70	539.205	559,0	9,5	18,5	17,4

Per quanto riguarda, in particolare, la concentrazione di NOx nelle emissioni, il Gestore ha dichiarato che da misurazioni effettuate sui due gruppi, confermate da campagne di misura delle emissioni condotte su unità simili del parco ENEL, risultano valori di circa 450 mg/Nm<sup>3</sup>. Dai dati riportati nella tabella precedente, si evidenzia che il gruppo 2 fornisce concentrazioni di NOx superiori a 450 mg/Nm<sup>3</sup> e, nelle diverse condizioni di carico, valori decisamente superiori a quelli dell'identico gruppo 1. Il Gestore ha dichiarato che la maggiore concentrazione degli NOx del gruppo 2 è imputabile al diverso stato di usura dei combustori tenuto conto dei diversi tempi trascorsi dall'ultima revisione rispetto al gruppo 1.

Il Gestore non ha fornito, in quanto non misurabili o stimabili come rappresentativi del funzionamento dell'impianto termoelettrico, i dati sulle concentrazioni degli inquinanti degli altri punti di emissione, derivanti da sistemi di combustione attivati solo per casi di emergenza (es. motopompe antincendio), da dispositivi di aspirazione per sicurezza di ambienti di lavoro o di sistemi di contenimento (cappe/sfiati).

In relazione ai dati relativi alle emissioni in atmosfera dei due motori diesel di lancio il Gestore, in occasione della riunione con il G.I. del 15.04.10, ha dichiarato che, "per la loro ridotta portata e per l'esiguo tempo di funzionamento, circa 15' per ciascun avviamento, oltre che in considerazione del fatto che si tratta di emissioni da apparecchiature classificate come "di emergenza", non sono mai state effettuate misure di concentrazione delle emissioni in atmosfera".



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Sul punto, tuttavia, il G.I. ritiene che detti motori non possano essere qualificati "di emergenza", trattandosi dei diesel di lancio dei due turbogas e, come tali, essenziali a garantire il normale funzionamento della centrale.

Il Gestore ha dichiarato che il minimo tecnico dei due turbogas è pari a 20 MWt.

Con le integrazioni del 4 giugno 2010 ed i successivi chiarimenti, il Gestore ha fornito i dati relativi alle emissioni in atmosfera di tipo convogliato per l'anno 2008 e alla capacità produttiva, di seguito riportati. Tutti i dati sono riferiti ad una percentuale di O<sub>2</sub> pari al 15%.

Camino	inquinanti	Anno 2008				Capacità produttiva			
		Portata Nm <sup>3</sup> /h	Concentrazione (1) mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa kg/anno	Portata (2) Nm <sup>3</sup> /h	Concentrazione (3) mg/Nm <sup>3</sup>	Flusso di massa kg/h	Flusso di massa (4) kg/anno
1	NOx	554.183	450	249,0	329.000	930.000	600	558	279.000
	CO		0	0	0		100	93	46.500
	CO <sub>2</sub>		87.297	48.378	63.907.698		-	117	58.394
	SO <sub>2</sub>		46,44	25,7	34.000		500	465	232.500
	Polveri		25	14	18.302		25	46,5	23.250
2	NOx	526.122	450	236	279.000	930.000	600	558	279.000
	CO		0	0	0		100	93	46.500
	CO <sub>2</sub>		87.302	45.932	54.199.302		-	131	65.466
	SO <sub>2</sub>		46,71	25	29.000		500	465	232.500
	Polveri		25	13	15.521		25	23,25	11.625

<sup>1</sup> Per gli inquinanti NOx e CO sono stati presi come riferimento i valori determinati nelle caratterizzazioni effettuate nei gas di scarico alla messa in esercizio degli impianti. La metodologia di monitoraggio della CO<sub>2</sub> è invece basata sul calcolo in base a quanto indicato al par. 2.1.1.1 dell'Allegato II della Decisione 2007/589/CE. L'emissione di SO<sub>2</sub> è calcolata stechiometricamente a partire dalla percentuale di zolfo nel combustibile.

<sup>2</sup> Portata gas di combustione riferita al carico nominale (90 MW), desunta dai dati di targa delle turbine a gas, espressa in Nm<sup>3</sup>/h al 15% di O<sub>2</sub>.

<sup>3</sup> Concentrazioni alla capacità produttiva pari al valore limite attualmente autorizzato ex D. Lgs. 152/2006 e Decreto Mica del 2/7/1991.

<sup>4</sup> Flusso di massa (kg/anno) di CO, Polveri, NOx e SO<sub>2</sub> calcolato come prodotto della portata dei gas di combustione al carico massimo (90 MW) per 500 ore di funzionamento per gruppo e per concentrazione massima autorizzata. Flusso di massa della CO<sub>2</sub> calcolato considerando la portata oraria di combustibile utile a mantenere il carico massimo (90 MW) per un funzionamento di 500 h per gruppo.

Le emissioni in atmosfera dell'impianto sono autorizzate ai sensi dell'articolo 17 del decreto del Presidente della Repubblica n. 203 del 1988, con decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 28 giugno 1991. Tale decreto prevede che ENEL debba ottemperare alle prescrizioni e alle raccomandazioni contenute nella pronuncia di compatibilità ambientale del 20 febbraio 1991 e nella lettera del 20 giugno 1991 del Ministero dell'Ambiente. Si riportano, di seguito, le prescrizioni relative ai valori limite:

- **I valori limite di emissione relativi alle particelle sospese totali devono essere inferiori a 25 mg/Nm<sup>3</sup> per il funzionamento a gasolio (valori riferiti a fumi secchi con un eccesso di ossigeno del 15%)**
- **I valori di emissione relativi ad inquinanti e microinquinanti devono rispettare i valori limite che verranno fissati per gli impianti turbogas nelle emanande linee guida per il contenimento delle emissioni dei nuovi impianti industriali e comunque i valori limite fissati per quelli esistenti.**



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5.5.2 Emissioni non convogliate in aria

Il Gestore ha dichiarato che per le lavorazioni, i materiali e le sostanze utilizzate dall'impianto, non si rilevano emissioni diffuse o fuggitive di qualche rilevanza.

## 5.6 Scarichi idrici ed emissioni in acqua

Le acque reflue prodotte dall'impianto di trattamento e le acque domestiche vengono scaricate nel collettore fognario che porta al depuratore del consorzio CASIC, tramite lo scarico finale SF1.

Lo scarico è di tipo saltuario ed è autorizzato, con durata illimitata, dal consorzio CASIC.

Gli scarichi idrici, totali e ripartiti per bimestre, registrati nel periodo 2003-2009, sono i seguenti:

Conferimento acque al depuratore consortile (m <sup>3</sup> /a)							
Bimestre	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1	88	144	338	402	780	1.125	1.373
2	469	255	688	1.980	1.360	156	27
3	1.265	157	340	560	1.313	219	648
4	2.376	308	610	2.318	63	1.898	2.125
5	237	393	580	2.985	142	44	574
6	13	383	290	90	20	88	23
Totale	4.448	1.640	2.846	8.335	3.678	3.530	4.770

Per quanto riguarda i dati degli scarichi idrici alla capacità produttiva, il Gestore, con le integrazioni del 4 giugno 2010 ed i successivi chiarimenti, ha riportato un valore pari a 8.714 m<sup>3</sup>, precisando che tale dato è stato ottenuto considerando il valore massimo di apporto di acque riscontrato negli ultimi 7 anni, arrotondato per eccesso a 8.800 m<sup>3</sup>/anno.

Il Gestore, nel corso della riunione tenutasi con il GI il 26 maggio 2010, ha dichiarato che sullo scarico finale SF1 non è presente un misuratore di portata.

In data 20 gennaio 2010 è stato prelevato un campione dall'ultimo pozzetto interno allo stabilimento per determinare la qualità delle acque reflue scaricate, tramite lo scarico SF1, nella fognatura consortile. Di seguito si riportano i risultati delle analisi effettuate, i valori limite di emissione in fognatura ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006 ed i limiti di accettabilità per lo scarico delle acque nella fognatura nera consortile contenuti nel Regolamento CASIC per la raccolta e il trattamento degli scarichi. Dai risultati ottenuti con i parametri esaminati, risulta che il campione rientra sia nei limiti applicabili per lo scarico nella fognatura nera consortile secondo il Regolamento CASIC, sia limiti previsti dalla tabella 3 del decreto legislativo n. 152 del 2006 ("valori limite di emissione in fognatura").

Parametri inquinanti	Unità di misura	Valore misurato	Limiti applicabili per lo scarico delle acque nella "fognatura nera" consortile	Valori limite di emissione in fognatura (DLgs. 152/2006)
Concentrazioni ioni idrogeno	ph	6,89	6.0 – 8,5	5,5-9,5



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

Solidi sospesi totali	mg/l	62,6	300	200
BOD5	mgO <sub>2</sub> /l	53	700	250
COD	mgO <sub>2</sub> /l	120	500	500
Azoto ammoniacale	mgNH <sub>4</sub> <sup>+</sup> /l	1,0	50	30
Fosforo totale	mg P/l	1,32	10	10
Tensioattivi totali	mg/l	1,75	10	4
Cloruri	mg/l	44,6	1200	1200
Grassi e oli animali e vegetali	mg/l	5,54	50	40
Solidi sedimentabili	ml/l	Assente	10	Assente
Idrocarburi totali	mg/l	8,94	20	10
Fluoruri	mg/l	4,3	10	12
Manganese	mg/l	1,77	4	4
Durezza	mg/l	13,30	-	Valore assoluto
Ferro	mg/l	3,10	4	4
Nichel	mg/l	1,25	4	4
Rame	mg/l	0,05	1	0,4
Stagno	mg/l	2,78	-	Valore assoluto
Zinco	mg/l	0,08	5	1,0
Azoto nitrico	mg N/l	0,9	30	30
Azoto nitroso	mg N/l	0,043	0,6	0,6

Con le integrazioni del 4 giugno 2010 ed i successivi chiarimenti, il Gestore ha fornito i dati delle emissioni in acqua relativi all'anno 2008 e alla capacità produttiva, di seguito indicati:

Parametri inquinanti	Unità di misura	Concentrazione Anno 2008 <sup>1</sup>	Concentrazione alla capacità produttiva <sup>2</sup>
Solidi sospesi totali	mg/l	62,6	62,6
Solidi sedimentabili	ml/l	0	0
BOD	mg/l	53	53
COD	mg/l	120	120
Azoto ammoniacale	mgNH <sub>4</sub> <sup>+</sup> /l	1	1
Fosforo totale	mg P/l	1,32	1,32
Tensioattivi totali	mg/l	1,75	1,75
Cloruri	mg/l	44,6	44,6
Grassi e oli animali e vegetali	mg/l	5,54	5,54
Idrocarburi totali	mg/l	8,94	8,94
Fluoruri	mg/l	5,1	4,3





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Manganese	mg/l	1,77	1,77
Ferro	mg/l	3,1	3,1
Nichel	mg/l	1,25	1,25
Rame	mg/l	0,05	0,05
Stagno	mg/l	2,78	2,78
Zinco	mg/l	0,08	0,08
Azoto nitrico	mg N/l	0,9	0,9
Azoto nitroso	mg N/l	0,039	0,043

Il Gestore ha precisato che, in relazione ai dati del 2008, i valori di concentrazione degli analiti contenuti nelle acque di scarico rilasciate dalla scarico SF1 costituiscono valori medi, desunti dalle analisi effettuate da laboratori esterni, mentre, per quanto riguarda i dati alla capacità produttiva, per ciascun inquinante sono stati presi a riferimento i risultati dell'analisi del 20.01.10, ritenuta più significativa.

Il Gestore ha dichiarato che non sono effettuati controlli differenziati sugli scarichi parziali, essendo presente un unico pozzetto fiscale, definito con il Consorzio, sito a valle della confluenza degli scarichi parziali. Le analisi, pertanto, vengono eseguite, dopo la miscelazione, nel punto di consegna delle acque all'impianto di trattamento consortile.

Il Gestore ha, altresì, dichiarato che non vi è possibilità alcuna di recupero e riutilizzo interno delle acque (CIPPC 002010\_0001087 del 27/05/2010).

## 5.7 Rifiuti

Il Gestore ha dichiarato che l'attività svolta presso l'impianto non prevede produzione diretta e costante di rifiuti collegati alla generazione di energia elettrica. I rifiuti prodotti derivano principalmente dagli interventi di manutenzione delle apparecchiature e dei circuiti e sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ferro e acciaio, materiali assorbenti e stracci, imballaggi, rifiuti urbani provenienti dai locali dei servizi logistici e rifiuti biodegradabili (erba) provenienti dalla manutenzione delle aree verdi;
- rifiuti speciali pericolosi: oli esauriti da motori, altri rifiuti oleosi costituiti da materiale assorbente e filtrante, accumulatori al piombo.

Il Gestore ha evidenziato, inoltre, che la gestione dei rifiuti è affidata al personale dell'UB Sulcis, responsabile della corretta classificazione dei rifiuti (attribuzione codici CER), della gestione dei contratti di smaltimento e della verifica delle autorizzazioni delle ditte a cui è affidato il rifiuto, della corretta compilazione documentale del registro rifiuti e dei formulari di trasporto, del controllo di tempi e quantità di rifiuti in deposito temporaneo per il rispetto dei termini di legge, della predisposizione del Modello Unico di Dichiarazione annuale (MUD). Le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

Nella tabella seguente è riportata la situazione riepilogativa dei rifiuti smaltiti nel periodo 2005-2009 e dei rifiuti smaltiti alla capacità produttiva. Il Gestore ha dichiarato che, per i rifiuti alla capacità produttiva, è stato considerato il quantitativo massimo prodotto negli ultimi 4 anni ed è stato riportato con le ore di funzionamento dell'anno in esame alle 500 ore di funzionamento previste per ogni singolo gruppo alla capacità produttiva. Per i rifiuti non legati alla capacità produttiva (ma legati, ad esempio, alle attività di manutenzione), è stato riportato per ogni singolo



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

rifiuto il quantitativo massimo annuo smaltito negli ultimi 4 anni, arrotondato per eccesso. Il Gestore ha, inoltre, dichiarato che non può escludersi, in futuro, la possibilità di produrre rifiuti classificati con codici CER diversi, in quanto originati da attività non svolte negli ultimi anni ovvero a fronte di diverse evidenze analitiche.

CER	Descrizione	Rifiuti smaltiti (kg)					Capacità produttiva
		2005	2006	2007	2008	2009	
160601	Batterie al Pb	82,5	0	0	0	0	83
170604	Lana di roccia	2.600	0	0	0	0	3 t
200301	RSU	1.040	2.920	4.980	6.260	4.600	15 t
170405	Ferro e acciaio	0	0	1.600	0	0	2 t
130205	Oli esausti non clorurati	0	0	1.633	0	0	2
200121	lampade al mercurio	28	0	40	0	0	70 t
150202	Materiali assorbenti cont. sost. pericolose	1.344	0	2.940	0	0	4 t
200201	Rifiuti biodegradabili	7.500	0	3.600	0	0	12 t
150203	Materiali assorbenti	0	0	2.340	0	0	3 t
160504	Gas in conf. Naf	0	0	2.825	0	0	3 t
170204	Manichette gasolio	180	0	0	0	0	200

Il Gestore ha dichiarato di avvalersi del regime del deposito temporaneo senza, tuttavia, indicare il criterio scelto (quantitativo o temporale) per la raccolta e l'invio alle successive operazioni di recupero o di smaltimento.

La determinazione della Regione Sardegna n. 511/IV del 1 aprile 2003, ha autorizzato Enel Produzione S.p.A. all'esercizio dell'impianto di deposito preliminare di rifiuti speciali, pericolosi e non pericolosi, per un quantitativo massimo di 0,7 tonnellate dei seguenti rifiuti:

- 130208 altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, facilmente biodegradabile;
- 130301 oli isolanti e termoconduttori, contenenti PCB;
- 150202 assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose;
- 160209 trasformatori e condensatori contenenti PCB.

In vista della scadenza della suddetta autorizzazione (1 aprile 2008), il Gestore ha presentato alla Provincia di Cagliari, in data 14 gennaio 2008, istanza di rinnovo. La Provincia, con nota del 29 gennaio 2008, ha risposto che il rinnovo dell'autorizzazione al deposito preliminare di rifiuti speciali, poiché attività connessa, è sostituito e ampliato dall'AIA, per la quale il Gestore ha presentato istanza.

In merito alle aree di stoccaggio, il Gestore ha dichiarato una capacità di stoccaggio complessiva di 10 m<sup>3</sup> per i rifiuti pericolosi, destinati allo smaltimento, e di 20 m<sup>3</sup> per i rifiuti non pericolosi, destinati allo smaltimento.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Le caratteristiche delle aree, indicate dal Gestore, sono riportate nella tabella seguente:

Identificazione area	Capacità di stoccaggio (m <sup>3</sup> )	Superficie (m <sup>2</sup> )	Caratteristiche	Tipologia di rifiuti stoccati
Deposito preliminare (sotto tettoia)	10	12	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali pericolosi
Deposito temporaneo (non coperto)	20	100	Contenitori da 10 m <sup>3</sup>	Rifiuti speciali non pericolosi
Deposito temporaneo (non coperto)	20	100	Contenitori da 1 m <sup>3</sup> e serbatoio	Rifiuti speciali non pericolosi

Nei depositi non coperti i rifiuti sono mantenuti in contenitori impermeabili

## 5.8 Rumore e vibrazioni

La sorgente acustica è costituita dalle due macchine turbogas (da 109 KVA ciascuna) e da tutte le apparecchiature ausiliarie. Ai sensi del comma c, art. 2, della legge n. 447/95 (Legge quadro sull'inquinamento acustico) la "sorgente di rumore fissa" è costituita dall'intero impianto.

Tutti i macchinari dell'impianto sono collocati all'interno di cabinati chiusi che permettono il contenimento delle emissioni sonore.

Il Gestore ha dichiarato che l'esercizio dell'impianto, ai sensi del DM 11/12/96 e s.m.i., può ritenersi di tipo continuo, pur essendo il suo funzionamento dipendente dalle richieste della rete. Dovendo rispondere a tali richieste, il funzionamento dell'impianto è limitato principalmente al periodo diurno.

Il Comune di Assemini, in cui ricade l'impianto, non ha ancora effettuato la zonizzazione acustica ai sensi della legge n. 447 del 1995. Il Gestore ha dichiarato che si può, comunque, ritenere che, nel momento in cui verrà effettuata la zonizzazione acustica comunale, l'area dell'impianto sarà classificata come "area esclusivamente industriale", con limiti di immissione diurni e notturni pari a 70 dB(A) e limiti di emissione diurni e notturni pari a 65 dB(A).

Allo stato attuale, in assenza della zonizzazione acustica comunale, per le sorgenti sonore fisse valgono i limiti di accettabilità di cui al DPCM 1/3/91; per le zone esclusivamente industriali - quale è quella della centrale - detto limite, notturno e diurno, è pari a 70 dB.

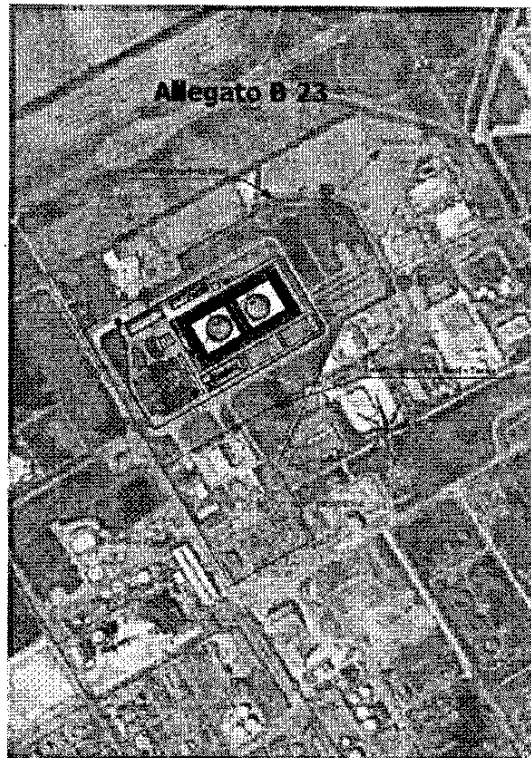
Le emissioni sonore dell'impianto sono state valutate inizialmente nel 1992-1993 ai sensi del DPCM 1 marzo 1991.

I risultati di tali misurazioni (valori compresi tra 57 e 60 dB(a), rilevati in due postazioni ubicate all'interno del confine dell'impianto, sia prima (1992) che dopo (1993) interventi di mitigazione operati dal costruttore), sono risultati inferiori ai livelli di pressione equivalenti (70 dB(a)).

Nel gennaio del 2010 sono state effettuate altre misurazioni, ai sensi della legge n. 447 del 1995 e successivi decreti attuativi, per la verifica dei livelli di rumore emesso in prossimità della sorgente e lungo il perimetro della stessa, e per la verifica del livello di rumore presso i recettori. Sono stati individuati 5 recettori (R1, R2, R3, R4, R5) e 6 punti di misura (P, A, B, C, E' ed F), con il punto P interno all'impianto per caratterizzare in modo univoco il rumore prodotto dalla sorgente disturbante. I punti di misura e i recettori sono riportati nell'ortofoto successiva.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)



Il Gestore ha dichiarato che i punti A, B, C, F, trovandosi ai confini della proprietà Enel S.p.a, rappresentano le "emissioni" dell'impianto.

Inoltre, ricadendo contemporaneamente ai confini delle proprietà dei recettori individuati, tali punti possono essere considerati in modo cautelativo anche punti di immissione.

Le misurazioni sono state eseguite in conformità al D.M. 16 marzo 1998, in condizioni ambientali esterne conformi a quanto prescritto dal decreto sopracitato. La rumorosità emessa della sorgente in esame, durante le misurazione, è stata di tipo continuo, con assenza di eventi impulsivi.

I valori di emissione ed immissioni presso i suddetti punti sono stati misurati con la tecnica del campionamento temporale, essendo la sorgente specifica costante per ampiezza e caratteristica spettrale. Per ogni punto di misura le misurazioni sono state effettuate prima con i due turbogas in funzione (per la misura del rumore ambientale), poi con i due turbogas fermi (per la misura del rumore in assenza della sorgente disturbante) nei giorni 18 e 20 gennaio 2010.

Nella tabella seguente sono riportati i risultati delle misurazioni effettuate:

Punti di misura	Rumore ambientale (dB(A))	Rumore residuo(dB(A))	Differenziale
P (utile alla caratterizzazione della sorgente specifica)	72	60	Punto interno alla proprietà, non significativo ai sensi del 447/95
A	60	50	10



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

(prospiciente il recettore R1)			
B (prospiciente il recettore R2)	65	68	-3
C (prospiciente il recettore R3)	54	58	-4
E' (dentro la proprietà del recettore R4)	56	53	3
F (prospiciente il recettore R5)	62	51	11

Come si evince dalla tabella sopra riportata, le misurazioni effettuate hanno mostrato il rispetto del limite di accettabilità pari a 70 dB(A) in vigore, ai sensi del DPCM 1/3/91, in assenza di zonizzazione acustica nelle zone esclusivamente industriali. Anche nell'ipotesi di una futura zonizzazione comunale, con l'inserimento dell'area della centrale nella "zona esclusivamente industriale" (classe VI), i risultati delle misure sarebbero inferiori ai limiti fissati dalle normative di riferimento (65 dB(A) per le emissioni diurne e notturne e 70 dBA per le immissioni diurne e notturne).

Per quanto riguarda le vibrazioni, i livelli misurati ai fini della prevenzione dei rischi sul lavoro riportano, per ogni postazione, l'accelerazione ponderata ed integrata linearmente sui tre assi e riferita al tempo di misura. I risultati evidenziano che tutte le postazioni rientrano nel limite di azione ( $0,5 \text{ m/s}^2$ ) anche nel caso di una permanenza continua di 8 ore. Non sono prevedibili vibrazioni percepibili al confine d'impianto.

## 5.9 Odori

Il Gestore ha individuato le seguenti fasi da cui si originano odori:

- camini dei gruppi e dei motori diesel (fumi di combustione);
- impianti di depurazione acque reflue (sostanze volatili da superficie esposta vasche);
- serbatoi di stoccaggio, sfiati diretti da sistemi di sicurezza, sistemi di tenuta di pompe, flangie, valvole, manutenzione e/o operazioni di trasferimento (sostanze volatili da combustibili).

In considerazione dei gas emessi dalla combustione nonché delle sostanze e preparati utilizzati per le attività connesse, il Gestore non ritiene possibili rilasci estemporanei di sostanze odorigene a bassa soglia olfattiva, con portate alla sorgente tali da portare all'esterno concentrazioni ragionevolmente superiori a quelle della relativa soglia percettiva.

Il Gestore ha dichiarato, inoltre, che non ci sono state segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 5.10 Altre forme di inquinamento

Il Gestore ha dichiarato che non sono presenti altri tipologie di inquinamento.

## 6 IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA

L'impianto oggetto di AIA coincide con l'impianto nell'assetto attuale.

## 7 ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA E VERIFICA CONFORMITÀ CRITERI IPPC

### 7.2 Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili

Nel presente paragrafo si riportano le conclusioni del confronto effettuato tra le tecniche dichiarate dal Gestore per l'impianto in esame e quelle indicate nel documento comunitario "Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants" (luglio 2006). Le linee guida nazionali (decreto 1 ottobre 2008 "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"), nel trattare gli impianti di combustione alimentati con combustibili liquidi, fanno esplicito riferimento all'olio combustibile ed all'orimulsion e non al gasolio, combustibile utilizzato nell'impianto in esame. Sebbene alcune tecniche in esso riportate siano applicabili anche agli impianti a gasolio, si è ritenuto più opportuno effettuare il confronto con le tecniche previste nel BRef comunitario che contempla in modo specifico tali impianti.

Per quanto concerne in particolare le turbine a gas che utilizzano combustibili liquidi, il paragrafo 6.5.4 del BRef, nell'illustrare le MTD per il contenimento delle emissioni in atmosfera degli NOx (iniezione di acqua o vapore, bruciatori DLN e sistemi SCR) rimanda al paragrafo 7.5 relativo alle MTD per gli impianti che utilizzano combustibili gassosi. Tale rinvio si intende riferito, esclusivamente, alle prestazioni in termini di emissioni di NOx di turbine a gas e non anche ad altri inquinanti, quali polveri, SOx e CO, o ad altri aspetti, quali ad esempio le prestazioni energetiche o la gestione dei rifiuti.

<b>Sistemi di gestione ambientale (BRef Large Combustion Plants - 2006; pagg. 154-155; rif § 3.15.1)</b>
<b>MTD:</b> Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale
<i>Stato: Non Applicata</i>
La centrale di Assemini non ha adottato un Sistema di Gestione Ambientale



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

**Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi (BRef Large Combustion Plants - 2006; pag. 395, rif § 6.5.1)**

**MTD:**

- I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento deve essere progettato per contenere tutto o parte del volume del serbatoio (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 dei serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere visibile su display e associato agli allarmi in uso. I serbatoi 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 ed in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrato, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrato 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 possono essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.

*Stato: Parzialmente applicata*

Il Gestore ha dichiarato che i due serbatoi fuori terra da 15.350 m<sup>3</sup>, adibiti al deposito del gasolio, sono dotati di bacino di contenimento con argini in terra rivestiti con spritz beton per renderli impermeabili e fondo rivestito in cemento armato impermeabilizzato, idonei a contenere la totale fuoriuscita del gasolio in caso di sfondamento dei serbatoi stessi. I bacini hanno una capacità superiore al volume del gasolio stoccato del 14%.

All'interno di ogni bacino di contenimento sono presenti un canale perimetrale e un trincarino in cemento posto alla base dei serbatoi per la raccolta delle acque meteoriche. Queste sono inviate al disoleatore tramite rete fognaria separata.

Il serbatoio di travaso del gasolio da 100 m<sup>3</sup>, del tipo interrato ad asse orizzontale, è dotato di tubo piezometrico che, in caso di troppo, pieno scarica all'interno dei bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio sopraccitati.

Relativamente alle tubazioni, il travaso dalle pompe ai serbatoi e dalle pompe ai bruciatori dei turbo gruppi è assicurato da tubazioni fuori terra in pipe-rack sopraelevato.

Tutte le acque meteoriche, comprese quelle provenienti dalle zone adibite allo scarico autobotti, al travaso e al deposito del combustibile, sono raccolte tramite una fognatura separata per le acque oleose che convogliano tali acque all'impianto di trattamento (disoleatore). L'acqua trattata viene inviata al depuratore consortile CASIC, mentre gli oli sono raccolti in un serbatoio di raccolta cilindrico, verticale, a cielo aperto da 60 m<sup>3</sup> con cordolo e pavimentazione impermeabilizzata.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

**MTD per turbine a gas alimentate con combustibile liquido (BRef Large Combustion Plants - 2006; pag. 404, rif § 6.5.4; pag. 481, rif § 7.5.4)**

**MTD:** Per la riduzione delle emissioni di NOx sono MTD: l'uso di sistemi di iniezione di acqua o vapore, l'adozione di bruciatori DLN per le turbine nuove, l'adozione di sistemi SCR da valutare caso per caso in base alla fattibilità economica.

*Stato: Non applicata*

Il Gestore ha dichiarato che non sono disponibili combustori di tipo Dry Low NOx per i TG 50C in quanto mai sviluppati, come dichiarato dai fornitori degli stessi TG.

Il Gestore ha dichiarato, inoltre, che l'iniezione di acqua implicherebbe consumi idrici considerevoli da prelevare dall'acquedotto, la realizzazione di serbatoi di stoccaggio di capacità considerevole (con alterazione dei volumi e dell'impatto visivo dell'impianto) e di linee per la produzione dell'acqua demineralizzata. Conseguentemente, non ritiene che tali investimenti siano economicamente sostenibili.

**Prestazioni:** Livelli di emissione per turbine a gas esistenti di NOx: 50-90 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%); uno Stato Membro e l'industria hanno proposto per impianti esistenti il range meno severo di 80-120 mg/Nm<sup>3</sup>.

*Stato: Non applicata*

I valori istantanei delle emissioni di NOx a carico stabile (O<sub>2</sub> 15%) del TG1 rientrano nel range 254-416 mg/Nm<sup>3</sup> e quelli del TG2 nel range 411-559 mg/Nm<sup>3</sup>. Il Gestore ha dichiarato che da misurazioni effettuate sui due gruppi, confermate da campagne di misura delle emissioni condotte su unità simili del parco ENEL, risultano concentrazioni di NOx nelle emissioni di circa 450 mg/Nm<sup>3</sup>.

**MTD:** Per la riduzione delle emissioni degli SOx è MTD: l'uso di combustibili liquidi a basso tenore di zolfo

*Stato: Applicata*

Il Gestore ha dichiarato di utilizzare gasolio a basso tenore di zolfo.

**Tecniche per il controllo e la prevenzione dell'inquinamento delle acque (BRef Large Combustion Plants - 2006; pag. 393, rif § 6.4.6)**

**MTD:** Per le acque di ruscellamento sono MTD:

- la sedimentazione o il trattamento chimico e il riuso interno;
- l'uso di sistemi di separazione dell'olio (oil trap)

*Stato: Applicata*

Tutte le acque della centrale potenzialmente inquinabili da oli sono trattate in un disoleatore.

## 7.3 Assenza di fenomeni di inquinamento significativi

### 7.3.1 Suolo e sottosuolo

La centrale ricade nel Sito d'Interesse Nazionale (SIN) del Sulcis Iglesias Guspinese.

### 7.3.2 Aria

Il Gestore ha presentato gli esiti delle attività condotte da CESI, su richiesta di ENEL, mirate alla quantificazione degli effetti delle emissioni in aria generate dall'esercizio dell'impianto. La valutazione è stata condotta mediante l'applicazione del sistema modellistico CALMET - CALPUFF (a passo orario per un periodo pari ad un anno solare completo) con la finalità di





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

effettuare un confronto con lo stato della qualità dell'aria esistente nel territorio (fondo) ed i vigenti standard di qualità dell'aria (SQA) previsti dal decreto ministeriale n. 60 del 2002 per le sostanze SO<sub>2</sub>, PM10, NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub> e CO.

Lo stato della qualità dell'aria di fondo è stato caratterizzato sulla base delle misure delle postazioni di monitoraggio disponibili nell'area in esame ed appartenenti alla rete ARPAS. Sono stati considerati i camini delle due unità turbogas con le concentrazioni cautelativamente poste pari al massimo valore possibile, corrispondente ai limiti di legge. Nella valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria indotti dall'esercizio dell'impianto è stato, inoltre, considerato il particolare regime di funzionamento con cui esso è esercito; sono state, quindi, prese in esame due ipotesi, entrambe cautelative: funzionamento in continuo durante tutto l'anno simulato (8760 ore) e funzionamento in continuo per tutte le 24 ore di tutti i giorni di reale funzionamento verificatosi nel 2008 (a prescindere dal numero di ore di accensione nel giorno). I campi meteorologici sono stati ricostruiti fornendo al modello CALMET i campi tridimensionali orari prodotti dal modello meteorologico prognostico COSMO, applicato a scala nazionale con risoluzione di 7 km e forniti dal Servizio Meteorologico di ARPA Emilia Romagna.

Dal confronto tra gli SQA previsti dalla normativa vigente e la stima delle ricadute della centrale nel punto di massimo impatto prodotta dal modello CALPUFF, risulta che tutti gli standard di qualità dell'aria sono rispettati su tutto il territorio anche nell'ipotesi di un funzionamento continuo ininterrotto delle due unità per tutto l'anno. Anche dal confronto delle concentrazioni misurate, disponibili dalle quattro postazioni di monitoraggio presenti nella zona Macchiareddu, acquisiti mediante la banca dati su web BRACE realizzata da ISPRA e gli SQA, risulta che le ricadute dell'impianto sono inferiori al fondo presente in ambiente. Il modello identifica due aree principali a maggior impatto in cui l'entità degli impatti è, comunque, inferiore ai valori limite: la prima è posta sulle pendici Est dei monti del Sulcis, nell'area a Ovest di Capoterra e Assemini; la seconda è localizzata circa 5 km a Nord Ovest della centrale.

### 7.3.3 Acqua

Per quanto riguarda la componente ambientale "acqua" il Gestore ha dichiarato non attinente quanto richiesto dall'allegato D.7 ("Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con gli standard di qualità ambientale per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione"), in quanto l'impianto non scarica in un corpo idrico naturale, bensì nel collettore fognario che porta al depuratore del consorzio CASIC.

Il campionamento effettuato nel gennaio 2010 nell'ultimo pozzetto interno allo stabilimento per determinare la qualità delle acque reflue scaricate nella fognatura consortile, tramite lo scarico SF1, conferma il rispetto dei valori limite di emissione in fognatura ai sensi del decreto legislativo n. 152 del 2006.

### 7.3.4 Rumore

Relativamente alla componente rumore si rimanda al paragrafo 5.8.

### 7.4 Utilizzo efficiente dell'energia

La centrale turbogas di Assemini risponde all'esigenza di soddisfare la maggiore richiesta di energia dei periodi di punta; consente, inoltre, il ripristino delle normali condizioni di funzionalità della rete nazionale in caso di blackout in virtù dei suoi ridotti tempi di avviamento e della possibilità di entrare in funzione senza assorbire energia elettrica dalla rete. Per tali motivi, non essendo destinata a produrre in maniera continuativa energia elettrica, il Gestore ha dichiarato che l'efficienza energetica e il rendimento globale del ciclo produttivo non costituiscono fattori di rilevanza per l'impianto.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 7.5 Gestione corretta dei rifiuti

Dalla documentazione fornita dal Gestore, i cui contenuti sono sintetizzati nel paragrafo 5.7, non risultano attuate pratiche per il recupero e/o la riduzione dei rifiuti.

## 7.6 Prevenzione degli incidenti

Il Gestore ha identificato gli incidenti potenziali in base alle sostanze ed alle operazioni eseguite in centrale, alle casistiche di accadimento di eventi registrati sull'impianto o su impianti analoghi ENEL. Dalla valutazione effettuata dal Gestore, i cui esiti sono sintetizzati nella tabella che segue, risulta che il livello di rischio degli eventi incidentali rientra tra i valori 2-3 (ossia rischio non significativo):

Tipologia di eventi incidentali	Descrizione dell'evento	Frequenza (F)	Gravità (G)	Rischio (R=FxG)
Incendi	Dispersione e diffusione di vapori gas e polveri a seguito di incendio di serbatoi gasolio	3 improbabile	1 minore	3 non significativo
	Dispersione e diffusione di vapori gas e polveri a seguito di incendio di sistemi di alimentazione del gas naturale	3 improbabile	1 minore	3 non significativo
	Dispersione e diffusione di vapori gas e polveri a seguito di incendio apparecchiature elettriche	3 improbabile	1 minore	3 non significativo
Manipolazione e movimentazione di sostanze liquide inquinanti	Sversamento di sostanze oleose attraverso le fogne di raccolta delle acque meteoriche ritenute non inquinabili	2 molto improbabile	1 minore	2 non significativo
Movimentazione e stoccaggio gasolio	Contaminazione del suolo da idrocarburi	3 improbabile	1 minore	3 non significativo

L'emergenza più significativa riscontrabile presso la centrale è costituita dalla possibilità di incendio. La gestione di tale emergenza, come quella dell'intero impianto, è affidata al personale dell'Unità di Business Sulcis in possesso di attestato di idoneità, in qualità di addetto al servizio di prevenzione e protezione antincendio. L'UB Sulcis ITE Sulcis è registrata EMAS fin dal 2001 ed applica, pertanto, un Sistema di Gestione Ambientale certificato; il suo personale è formato per affrontare e gestire situazioni di emergenza ambientale che si possono verificare su una tipologia di impianto simile a quella della centrale di Assemini. Sono state, inoltre, definite, ai sensi decreto legislativo n. 81 del 2008, "Modalità di comportamento del personale in caso di incendio" specifiche per l'impianto di Assemini e vengono svolte annualmente le prove di evacuazione dell'impianto.

L'impianto è dotato di Certificato di Prevenzione Incendi valido fino al 9 aprile 2013 ed è soggetto all'articolo 8 del decreto legislativo n. 334 del 1999 per la presenza di prodotti petroliferi in quantità massime superiori alla soglia imposta dallo stesso decreto



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 7.7 Adeguato ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Il Gestore non ha fornito informazioni in merito.

## 8 CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione in premessa indicata,  
visti

- le dichiarazioni fatte e gli impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda, della modulistica e dei relativi allegati;
- le ulteriori informazioni ricevute dal Gestore con gli allegati e le integrazioni successivi, nonché i chiarimenti e le informazioni aggiuntive dal Gestore medesimo fornite, anche in occasione degli incontri con il Gruppo Istruttore;
- i risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento;  
atteso che
- è stato rilasciato il DEC/VIA/701 del 20.02.1991, di compatibilità ambientale, con relativi prescrizioni e limiti;
- è stato rilasciato il decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria; del Commercio e dell'Artigianato del 28 giugno 1991;
- l'impianto è parzialmente adeguato alle MTD, come in precedenza descritto;
- il Ministero dello Sviluppo Economico, con nota prot. 0010128 del 18/06/2010, ha dichiarato che la tipologia di impianto è asservita alla regolazione di esercizio ed è necessaria per le condizioni di emergenza;

### 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 criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005 se saranno rispettate le prescrizioni, i valori limite di emissione (VLE) di inquinanti ed il cronoprogramma di seguito indicati.

I VLE e le prescrizioni contenuti nel presente parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D.Lgs n. 59/05.

Nelle more dell'adeguamento alle MTD di settore e/o della dismissione, il Gestore dovrà rispettare i vigenti limiti di emissione in atmosfera previsti dal D.Lgs. n. 152/2006 e dal DEC/VIA/701 del 20.02.1991.

Restano valide le prescrizioni contenute nel DEC/VIA/701 del 20.02.1991 e le norme settoriali pertinenti, tra cui quelle di cui al D.Lgs n. 152/06.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 9.1 Capacità produttiva

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva di 620 MWt dichiarata nella domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale presentata in data 28/07/2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0021998 del 24/08/2006, e nei successivi atti integrativi.

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 nella domanda s'intendono esplicitamente prescritte al Gestore medesimo.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente e di Controllo; ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'Autorità Competente e di Controllo, fatte salve le eventuali ulteriori procedure previste dalla normativa vigente.

## 9.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime

Il Gestore è autorizzato all'utilizzo dei seguenti combustibili, definiti nelle caratteristiche merceologiche ai sensi delle normative vigenti:

- **gasolio autoil**

Il Gestore è autorizzato ad esaurire eventuali scorte di gasolio in deposito nell'impianto.

## 9.3. Emissioni in aria

ENEL (nota Enel-PRO-24/11/2009-0043850) ritiene che gli impianti turbogas di punta alimentati a metano e/o gasolio, funzionanti per meno di 500 ore/anno ed essenziali per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, rientrino nella classificazione di impianti di emergenza e, in quanto tali, siano dispensati dall'applicazione dei limiti alle emissioni in atmosfera, derivando le garanzie di tutela ambientale direttamente dal tipo di combustibile e dall'esiguo numero di ore di funzionamento. Da detta opinione Enel trae la conclusione che a tali impianti non vadano applicate le limitazioni alle emissioni in atmosfera previste dalle MTD e che il procedimento di rilascio dell'AIA, ferma restando la valutazione degli altri comparti ambientali, non debba prevedere limitazioni alle emissioni in atmosfera.

Il MISE, con nota del Direttore Generale (n. prot. CIPPC - 00-2010-0001261 del 18.06.2010) al MATTM, in riferimento alla nota di Terna TE/P20100005248 del 23.04.2010 (con la quale il Gestore della rete Terna S.p.a. ha fornito l'elenco degli impianti turbogas di punta presenti in Italia ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico), ha evidenziato il ruolo essenziale svolto dalla Centrale oggetto del presente procedimento per la tenuta in sicurezza del sistema elettrico nazionale, "in quanto non risulta possibile prescindere dalle funzioni di bilanciamento, regolazione e start-up assicurate al momento dagli impianti turbogas di cui trattasi", confermando "la disponibilità ad aggiornare, con cadenza annuale e con il supporto tecnico dell'analisi di Terna, l'elenco degli impianti aventi le caratteristiche di essenzialità nel senso sopra esposto" e specificando, altresì, che "relativamente al problema più generale della valenza delle singole



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

centrali ai fini della definizione dei tempi di adeguamento delle prescrizioni ambientali, si ritiene che il coordinamento delle esigenze di codesta Amministrazione con le esigenze del sistema elettrico e con i programmi del produttore debba essere affrontato con riferimento a ciascun impianto nell'ambito della Conferenza di Servizi."

Con riferimento all'impianto di Assemini, peraltro, il Gestore, nella nota sopra citata (Enel-PRO-24/11/2009-0043850) e nella comunicazione acquisita con nota IPPC -00-2010-0000266 del 22/02/2010, ha precisato che la centrale, "pur rientrando nella tipologia di impianti indispensabili per la gestione delle situazioni di criticità della rete elettrica, tenuto conto della specificità di quella Sarda, partecipa talvolta, particolarmente nel recente periodo, a causa delle attività di revamping e potenziamento del cavo di collegamento SACOI, alla copertura parziale della domanda di energia, con un esercizio effettivo negli ultimi anni superiore alle 500 h per gruppo".

Il Gestore, infine, con le integrazioni fornite nel mese di giugno 2010 (acquisite con nota IPPC 00-2010-0001145 del 07.06.2010), ha formalizzato la limitazione della capacità produttiva dell'impianto a 500 ore/anno per gruppo, compilando nuovamente le schede B di cui alla domanda di AIA sulla base di un funzionamento alla capacità produttiva di 1.000 ore/anno complessivamente.

Il Gruppo Istruttore pone, quindi, le seguenti prescrizioni in atmosfera.

### 9.3.a. Emissioni convogliate

Le emissioni derivano dal processo di combustione che avviene nei gruppi turbogas e sono convogliate in atmosfera attraverso i due camini, alti circa 18 metri.

Con riferimento alle emissioni in atmosfera di tipo convogliato derivanti dal processo di combustione che avviene nei gruppi turbogas, convogliate in atmosfera attraverso i due camini TG1 e TG2, - in considerazione anche della zonizzazione preliminare e definitiva del Piano di prevenzione, conservazione e risanamento della qualità dell'aria ambiente in Sardegna (approvato con Deliberazione del 29 novembre 2005, n. 55/6), degli obiettivi, delle risultanze e degli strumenti di detto Piano, nonché dell'ulteriore circostanza che l'impianto si trova in prossimità di centri abitati - si prescrivono i limiti di seguito indicati.

Si prescrive che il funzionamento dell'impianto, come previsto anche dal DEC/VIA/701 del 20.02.1991, non potrà eccedere le 500 ore/anno per ciascun gruppo e che dovrà rivestire le caratteristiche di essenzialità ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale, come dichiarato dal MISE entro il 31 gennaio di ogni anno, pena la decadenza dell'AIA, con immediato avvio delle procedure di dismissione.

Si prescrive la presentazione, entro tre anni dal rilascio dell'AIA, di un piano di dismissione tale da garantire la dismissione completa dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni), ovvero la presentazione, sempre entro tre anni dal rilascio dell'AIA, di un piano di adeguamento alle MTD di settore tale da garantire il rispetto dei nuovi VLE prescritti entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni).



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
**CENTRALE TURBOGAS**  
**ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

Sigla del camino	Descrizione	Caratteristiche		Portata massima (Nm <sup>3</sup> /h) (15% O <sub>2</sub> )	Durata massima emissione	Inquinanti	Anno 2008		Capacità produttiva		Concentrazione DLgs 152/2006 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Prestazioni MDT	Concentrazione limite prescritto (mg/Nm <sup>3</sup> ) (b)		
		Altezza (m)	Sezione (m <sup>2</sup> )				Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	Flusso di massa di massa (kg/h)	Concentrazione (mg/Nm <sup>3</sup> )	Flusso di massa (kg/h)					
1	Scarico TG1	18	6,5	930.000 (1)	(2)	NO <sub>x</sub>	450 (3)	249,00	600 (18)	558	600 (8)	50-90 (15)	90		
							O <sub>2</sub> 15%		100 (18)		100 (8)	O <sub>2</sub> 15%			
							CO	0 (3)	0	25 (18)	46,5	50 (9) d.lgs 152/06		5	
							Polveri	25 O <sub>2</sub> 15%	14	500 (18)	25 DEC VIA 701/91				
2	Scarico TG2	18	6,5	930.000 (1)	(2)	SO <sub>x</sub>	46,44 (4)	25,7	600 (18)	465	500 (10)		10		
							O <sub>2</sub> 15%		236		600 (8)	50-90 (15)	90		
							NO <sub>x</sub>	450 (5)	0	100 (18)	93	600 (8)	O <sub>2</sub> 15%		
							CO	0 (5)	13	25 (18)	23,25	50 (9) d.lgs 152/06		5	
						Polveri	25 O <sub>2</sub> 15%	25	500 (18)	465	500 (10)		10		
							SO <sub>x</sub>	46,71 (6)	25	25 DEC VIA 701/91					



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO**  
**CENTRALE TURBOGAS**  
**ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

3	Scarico motore diesel di lancio TG1 (P=2,350 MWt)	(7)	(7)	(7)	(7)	Episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)	NO <sub>x</sub>	(7)	(19)	(19)	4.000 (11) O <sub>2</sub> 5%	-	
							CO				650 (12) O <sub>2</sub> 5%		
							Polveri				130 (12) O <sub>2</sub> 5%		
							SO <sub>x</sub>				500 (13)		
4	Scarico motore diesel di lancio TG2 (P=2,350 MWt)	(7)	(7)	(7)	(7)	episodica (circa 15 minuti per ogni avviamento TG)	NO <sub>x</sub>	(7)	(19)	(19)	4.000 (11) O <sub>2</sub> 5%	-	
							CO				650 (12) O <sub>2</sub> 5%		
							Polveri				130 (12) O <sub>2</sub> 5%		
							SO <sub>x</sub>				500 (13)		
5	Scarico motore diesel gruppo elettrogeno di emergenza (P=950 kW)	(7)	(7)	(7)	(7)	in caso di emergenza	NO <sub>x</sub>	(7)	(19)	(19)	(14)	-	
							CO						
							Polveri						
							SO <sub>x</sub>						
6	Scarico 2 motopompe antincendio (P=500 kW)	(7)	(7)	(7)	(7)	in caso di emergenza	NO <sub>x</sub>	(7)	(19)	(19)	(14)	-	
							CO						
							Polveri						
							SO <sub>x</sub>						



**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

7	Sfiato serbatoio gasolio gruppo elettrogeno di emergenza 0,5 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	episodica	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
8	Sfiato 2 serbatoi gasolio motopompe antincendio da 1,5 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	episodica	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
9	Sfiato serbatoio gasolio motore lancia TGI 2 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	episodica	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
10	Sfiato serbatoio gasolio motore lancia TG2 2 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	episodica	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
11	Sfiato da 2 serbatoi di gasolio da 15.350 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	continua	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
12	Sfiato da serbatoio per travaso gasolio da 100 m <sup>3</sup>	(7)	(7)	(7)	continua	vapori gasolio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-
13	Sfiato da serbatoio di acqua-olio	(7)	(7)	(7)	continua	vapori olio	(7)	(7)	(19)	(19)	(16)	-	-





**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
CENTRALE TURBOGAS  
ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)**

	linea oleosa (ITAO)																			
14	Sfiato da serbatoio di acqua-olio linea oleosa (ITAO)	(7)	(7)	continua	vapori olio	(7)	(7)	(19)	(19)	(19)	(16)									
15	Emissioni da officina	(7)	(7)	continua	-	(7)	(7)	(19)	(19)	(17)										Non si autorizza

Riferimento Allegato I Parte II alla parte quinta DLgs 152/06	Flusso totale di massa a valle dei sistemi di trattamento (kg/h)	Massima efficienza di abbattimento stimata	Flusso totale di massa stimato a monte dei sistemi di trattamento (kg/h)	Soglia di rilevanza da DLgs 152/2006 (kg/h)
Paragrafo 5	13 - 14	-	13 - 14	0,5
Paragrafo 3, classe V	25 - 25,7	-	25 - 25,7	5



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## NOTE:

- (1) Portata gas di combustione alla capacità produttiva riferita al carico nominale (90 MW) e desunta dai dati di targa delle turbine a gas (espressa in Nm<sup>3</sup>/h al 15% di O<sub>2</sub>). Il Gestore ha fornito inoltre i seguenti valori della portata dei due camini per l'anno 2008: 554.183 Nm<sup>3</sup>/h per il camino TG1 e 526.122 per il camino TG2 al 15 % di O<sub>2</sub>. Il Gestore ha, inoltre, fornito le portate dei fumi misurate nel corso dei rilievi effettuati sulle emissioni in atmosfera dei due turbogas il 6 ottobre 2009: alla potenza di 70 MW, la portata dei fumi del TG1 è stata pari a 507.119 Nm<sup>3</sup>/h mentre quella del TG2 è stata pari a 539.205 Nm<sup>3</sup>/h.
- (2) La durata dell'emissione dipende dalla durata del funzionamento dei due turbogas; tale informazione non è nota a priori.
- (3) Il Gestore ha dichiarato che, per gli inquinanti NOx e CO, sono stati presi come riferimento i valori determinati nelle caratterizzazioni effettuate nei gas di scarico alla messa in esercizio degli impianti. Si evidenzia che le massime concentrazioni misurate nel corso dei rilievi effettuati sulle emissioni il 6 ottobre 2009, in condizioni di carico stabile, sono state pari a 415,8 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NOx e 98 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO.
- (4) Il Gestore ha dichiarato che l'emissione di SO<sub>2</sub> è stata calcolata stechiometricamente a partire dalla percentuale di zolfo nel combustibile. Si evidenzia che la massima concentrazione misurata nel corso dei rilievi effettuati sulle emissioni il 6 ottobre 2009, in condizioni di carico stabile, è stata pari a 28,9 mg/Nm<sup>3</sup>.
- (5) Il Gestore ha dichiarato che, per gli inquinanti NOx e CO, sono stati presi come riferimento i valori determinati nelle caratterizzazioni effettuate nei gas di scarico alla messa in esercizio degli impianti. Si evidenzia che le massime concentrazioni misurate nel corso dei rilievi effettuati sulle emissioni il 6 ottobre 2009, in condizioni di carico stabile, sono state pari a 559 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NOx e 99,5 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO.
- (6) Il Gestore ha dichiarato che l'emissione di SO<sub>2</sub> è stata calcolata stechiometricamente a partire dalla percentuale di zolfo nel combustibile. Si evidenzia che la massima concentrazione misurata nel corso dei rilievi effettuati sulle emissioni il 6 ottobre 2009, in condizioni di carico stabile, è stata pari a 25,1 mg/Nm<sup>3</sup>.
- (7) Il Gestore non ha fornito il dato. Il Gestore ha dichiarato che non sono stati forniti, in quanto non misurabili o stimabili come rappresentativi del funzionamento dell'impianto termoelettrico, i dati sulle concentrazioni degli inquinanti degli altri punti di emissione, derivanti da sistemi di combustione attivati solo per casi di emergenza (es. motopompe antincendio), da dispositivi di aspirazione per sicurezza di ambienti di lavoro o di sistemi di contenimento (cappe/sfiati).
- (8) Allegato I, Parte III, paragrafo 4, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- (9) Allegato I, Parte II, paragrafo 5, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- (10) Allegato I, Parte II, paragrafo 3, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- (11) Allegato I, Parte III, paragrafo 3, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- (12) Allegato I, Parte III, paragrafo 3, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006.
- (13) Allegato I, Parte II, paragrafo 3, alla parte quinta del decreto legislativo n. 152 del 2006. Valore di emissione previsto nel caso sia raggiunta o superata la soglia di rilevanza di 5.000 g/h.
- (14) L'articolo 269, comma 14, lettera i), del decreto legislativo n. 152 del 2006 prevede che non siano sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera gli impianti di emergenza e di sicurezza.
- (15) Livelli di emissione (media giornaliera) per turbine a gas esistenti di NOx: 50-90 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> 15%); uno Stato Membro e l'industria hanno proposto per impianti esistenti il range meno severo di 80-120 mg/Nm<sup>3</sup>.
- (16) L'articolo 269, comma 16, del decreto legislativo n. 152 del 2006 prevede che non siano sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera gli impianti di deposito di oli minerali. Stabilisce inoltre che i gestori sono comunque tenuti ad adottare adeguate misure per contenere le emissioni diffuse ed a rispettare le ulteriori prescrizioni eventualmente disposte, per le medesime finalità, con apposito provvedimento dall'autorità competente.
- (17) Il Gestore ha dichiarato che, all'interno dell'officina, non sono effettuate operazioni di saldatura (affidate a terzi o compiute all'aperto) e che la stessa viene utilizzata come ricovero per mezzi e attrezzature.
- (18) Concentrazioni alla capacità produttiva pari al valore limite attualmente autorizzato ex D. Lgs. 152/2006 e Decreto MICA del 2/7/1991.
- (19) Il Gestore non ha fornito il dato.

- a. ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione

- b. ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

Per quanto riguarda gli scarichi dei motori diesel di lancio dei gruppi TG1 e TG2 (n. 3 e 4), atteso il funzionamento temporalmente limitato (15 minuti per avviamento), deve essere considerato, per analogia, quanto previsto dall'art. 269, comma 14, lettera h del D.Lgs n. 152/2006, tenendo, altresì, conto di quanto stabilito dall'art. 271, comma 14, D. Lgs. n. 152/06.

I punti di emissione in atmosfera contrassegnati dai numeri 5 e 6 sono relativi ad impianti di emergenza compresi nell'elenco di cui all'art. 269, comma 14, lettera i) del D.Lgs n. 152/2006 e, come tali, non sono sottoposti ad autorizzazione alle emissioni.

I punti di emissione in atmosfera contrassegnati dai numeri dal 7 al 14 sono relativi ad impianti di deposito di oli minerali per i quali l'art. 269, comma 16, D.Lgs n. 152/06 prevede che non siano sottoposti ad autorizzazione. Il Gestore è, comunque, tenuto ad adottare apposite misure per contenere le relative emissioni diffuse.

Per quanto riguarda l'officina, non si autorizza il punto di emissione (punto 15) presente nella stessa, alla luce delle dichiarazioni del Gestore di non utilizzo di detto locale per l'effettuazione di operazioni di saldatura.

Il G.I. ritiene, pertanto, trascurabile la parziale carenza di informazioni in ordine ai dati relativi alle caratteristiche tecniche ed alle emissioni dei suddetti impianti contrassegnati dai numeri dal 3 al 15.

Tutti i limiti prescritti non si applicano durante le fasi di avviamento e arresto degli impianti solo per il periodo in cui gli stessi si trovano al di sotto del Minimo Tecnico.

Relativamente alla frequenza delle misurazioni, vista la discontinuità nell'utilizzo delle turbine, si prescrive, che vengano eseguite con cadenza trimestrale, in condizioni stagionali diverse, per NO<sub>x</sub> e CO, SO<sub>2</sub> e polveri. La verifica di conformità ai valori limite deve essere effettuata secondo le modalità e le frequenze riportate nel piano di monitoraggio e controllo.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Si prescrive, inoltre, con decorrenza immediata, di dare comunicazione entro 24 ore al Comune di Assemini ed alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente, dei dati relativi alle accensioni, alle durate di funzionamento ed agli spegnimenti dell'impianto, e di inviare agli Enti Locali ed alle Autorità di Controllo competenti un report trimestrale contenente i dati relativi al funzionamento dei due gruppi turbogas e alle rispettive emissioni rilevate.

### Altre prescrizioni

Fermo restando che, per quanto non espressamente specificato, rimangono validi i limiti di cui al D. Lgs n. 152/06, si prescrive il rispetto dei seguenti valori limite di emissione per alcuni metalli e loro composti:

Inquinanti (metalli)	Valore limite di emissione [mg/Nm <sup>3</sup> ]
Be[berillio]	0,05
Cd[cadmio] + Hg[mercurio] + Tl[tallio]	0,10
As[arsenico] + CrVI[cromo6] + Co[cobalto] + Ni[nichel] (frazione respirabile ed insolubile)	0,50
Se[selenio] + Te[tellurio] + Ni[nichel] (sotto forma di polvere)	1,00
Sb[antimonio] + CrIII[cromo3] + Mn[manganese] + Pd[palladio] + Pb[piombo] + Pt[platino] + Cu[rame] + Rh[rodio] + Sn[stagno] + V[vanadio]	5,00

### 9.3.b. Emissioni non convogliate

Il Gestore dichiara che per le lavorazioni, i materiali e le sostanze utilizzate dall'impianto, non si rilevano emissioni diffuse o fugitive di qualche rilevanza.

Eventuali azioni di monitoraggio sono individuate nell'ambito del PMC.

### 9.4. Emissioni in acqua

La centrale di Assemini possiede un unico scarico idrico finale SF1 che convoglia tutte le acque reflue dell'impianto nel collettore fognario consortile il quale, a sua volta, scarica le acque nel depuratore del consorzio industriale CASIC (Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari).



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Relativamente alle emissioni di inquinanti dello scarico SF1 – premesso che dalle analisi effettuate (indicate al paragrafo 5.6) risultano già rispettati anche i valori limite di emissione in fognatura di cui al D. Lgs. n. 152/06 e che la prescrizione di detti limiti sarebbe, comunque, vanificata dalla circostanza che le acque scaricate nel depuratore del consorzio industriale CASIC si mescolano a quelle scaricate da terzi - si prescrive che lo stesso debba rispettare esclusivamente i valori limite di accettabilità contenuti nel “Regolamento per il Sistema di Raccolta e trattamento degli scarichi”, approvato con provvedimento n. 40235/95 del 3/9/1996, dell’Assessore della Difesa dell’Ambiente della Regione Autonoma della Sardegna e sue eventuali modifiche e/integrazioni.

Parametri inquinanti	Unità di misura	Limiti applicabili per lo scarico delle acque nella “fognatura nera” consortile
Concentrazioni ioni idrogeno	ph	6.0 – 8,5
Solidi sospesi totali	mg/l	300
BOD5	mgO <sub>2</sub> /l	700
COD	mgO <sub>2</sub> /l	500
Azoto ammoniacale	mgNH <sub>4</sub> <sup>+</sup> /l	50
Fosforo totale	mg P/l	10
Tensioattivi totali	mg/l	10
Cloruri	mg/l	1200
Grassi e oli animali e vegetali	mg/l	50
Solidi sedimentabili	ml/l	10
Idrocarburi totali	mg/l	20
Fluoruri	mg/l	10
Manganese	mg/l	4
Durezza	mg/l	-
Ferro	mg/l	4
Nichel	mg/l	4
Rame	mg/l	1
Stagno	mg/l	-
Zinco	mg/l	5
Azoto nitrico	mg N/l	30
Azoto nitroso	mg N/l	0,6



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Si prescrive l'effettuazione di un monitoraggio semestrale degli inquinanti pertinenti allo scarico SF<sub>6</sub>, le cui risultanze dovranno essere portate a conoscenza dell'Autorità Competente e di Controllo.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici parziali relativi alle acque provenienti dal disoleatore ed alle acque domestiche provenienti dalla fossa Imhof, si prescrive un monitoraggio semestrale a fini conoscitivi, i cui risultati dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e di Controllo. Detto monitoraggio è finalizzato alla necessità di avere un quadro preciso di tutte le attività svolte all'interno dell'impianto, compresa la gestione delle acque reflue, ed alla verifica delle possibili diluizioni delle stesse.

I pozzetti di controllo della conformità degli scarichi parziali devono essere collocati a monte della confluenza degli scarichi stessi.

I valori limite di emissione non possono, in alcun caso, essere conseguiti mediante diluizione con acque appositamente prelevate. Non è, comunque, consentito diluire con acque di raffreddamento, di lavaggio o prelevate esclusivamente allo scopo, gli scarichi parziali prima del trattamento degli stessi, per adeguarli ai valori limite prescritti.

## 9.5. Emissioni sonore e vibrazioni

Allo stato attuale il Comune di Assemini non ha ancora provveduto alla zonizzazione acustica del proprio territorio.

Si prescrive il rispetto dei limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM del 01/03/1991, in funzione della classe di appartenenza ivi riportata. In alternativa, nel caso in cui il Comune si dotasse di zonizzazione acustica, dovranno essere rispettati i limiti e le disposizioni di cui al DPCM del 14/11/1997.

Ai fini della verifica dei limiti sopra indicati, dovrà essere eseguita una campagna di monitoraggio biennale, da effettuarsi in accordo con l'Autorità di Controllo, come specificato nel PMC. Il rispetto dei limiti imposti dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori rilevati durante le campagne di misura con l'impianto alla massima potenza, da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. del 16/03/1998.

Nel caso di superamento dei limiti, dovranno essere poste in essere tutte le misure di mitigazione acustica necessarie per rientrare nei parametri di legge.

Si prescrive, infine, di verificare che tutte le eventuali modifiche dell'impianto o del ciclo produttivo che possano incidere sulle emissioni sonore, non comportino un peggioramento delle stesse rispetto allo studio sull'impatto acustico presentato con la domanda di AIA.

## 9.6. Suolo e sottosuolo

Il rischio di contaminazione di suolo, sottosuolo e acque sotterranee va valutato alla luce della presenza dello stoccaggio e dell'utilizzo di gasolio e oli lubrificanti.

Si prescrive quanto segue:

- la predisposizione di una nota dettagliata in merito all'utilizzo delle aree non pavimentate presenti nell'impianto ed alla tipologia della pavimentazione ove presente, con riferimento alle sue caratteristiche di impermeabilità;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

- la predisposizione di una proposta di programma dei controlli dello stato di conservazione di apparecchiature, linee, serbatoi, bacini di contenimento e sistema fognario, come precisato nel PMC cui si rimanda;

Inoltre, la movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti deve avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante. Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

## 9.7. Rifiuti

Il Gestore è autorizzato ad effettuare le operazioni di deposito preliminare per i rifiuti speciali pericolosi con codici CER 130208\* (alti oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, facilmente biodegradabili) e 150202\* (assorbenti, materiali filtranti, inclusi filtri dell'olio non specificatamente altrimenti, stacci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose) per un quantitativo massimo di 0,5 tonnellate.

Tutti i rifiuti prodotti devono essere preventivamente caratterizzati analiticamente ed identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti al fine di individuare la forma di gestione più adeguata alle loro caratteristiche chimico fisiche. Il Gestore deve effettuare la caratterizzazione in occasione del primo conferimento all'impianto di recupero e/o smaltimento e, successivamente, ogni dodici mesi e, comunque, ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore; in particolare, il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs. n. 152/2006 e, durante il loro trasporto, devono essere accompagnati dal formulario d'identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa in materia di sostanze pericolose.

Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo, messa in riserva e/o deposito preliminare) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- 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;
- ciascuna area di stoccaggio deve essere segnalata opportunamente, differenziando per tipologia di rifiuto; il rifiuto stoccato deve essere identificato riportando i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

- 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;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e d'indicatori e di allarmi di livello;
- 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.
- i rifiuti liquidi devono essere depositati in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento 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;
- i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- 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;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e successive modifiche e al D.M. 392/1996. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti, superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. 95/92, per il detentore il rispetto delle condizioni di cui agli artt. 6 e 8 del decreto stesso. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.
- 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.

In relazione al codice 200121\* si prescrive che la raccolta e lo stoccaggio avvenga garantendo l'integrità dei tubi (ad esempio con il riutilizzo degli imballaggi originali).

L'eventuale trattamento di rifiuti liquidi deve essere effettuato in accordo con quanto disciplinato dal DM 29 gennaio 2007 "Emanazione di linee guida per l'individuazione ed utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di gestione dei rifiuti" in relazione alle specifiche sostanze pericolose in essi contenute.

Deve essere, altresì, indicata l'ubicazione delle eventuali aree di trattamento dei rifiuti speciali eventualmente presenti nello stabilimento, con la specificazione della tipologia di quelli trattati - con relativi codici CER - ed indicazione dei quantitativi massimi trattati e della destinazione finale.

La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto con l'ambiente.

I rifiuti prodotti rientrano nelle categorie di rifiuti urbani (derivanti dalle attività di manutenzione e domestiche) e rifiuti speciali, ulteriormente suddivisi in non pericolosi e pericolosi, secondo le disposizioni indicate all'art. 184 del D.Lgs. 152/06.





# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

Devono essere raccolti in maniera differenziata e stoccati in appositi contenitori suddivisi per tipologia di rifiuto, evitando mescolamenti, conformemente a quanto segue :

- i diluenti per vernici, i solventi infiammabili, derivanti da attività manutentive dovranno essere stoccati in un'apposita area in base alla loro potenziale pericolosità;
- i contenitori per prodotti chimici vuoti data la possibile presenza di residui dovranno essere stoccati separatamente;
- gli oli esausti, acidi, batterie esauste ed accumulatori, stracci oleosi, panni assorbenti oleosi, aerosol, vernici, ed altri rifiuti speciali dovranno essere differenziati e stoccati separatamente in base alla tipologia di appartenenza, separati da quelli non pericolosi e dai rifiuti pericolosi non compatibili
- il carbone attivo esausto deve essere stoccato in apposito contenitore sigillato e conferito al produttore per la rigenerazione
- al fine di consentire il corretto smaltimento o recupero è necessario che i reparti produttori effettuino la caratterizzazione dei rifiuti non identificati; i campioni dovranno essere prelevati unicamente da personale competente in modo da assicurare che vengano adottate tutte le necessarie misure di sicurezza e che vengano utilizzate le idonee attrezzature; il campionamento verrà effettuato in modo che i campioni prelevati siano rappresentativi e debitamente etichettati; una volta caratterizzati e classificati, i rifiuti verranno debitamente stoccati ed imballati.

Una volta classificati e differenziati, rispettando i limiti temporali o quantitativi previsti dal deposito temporaneo dell'art.183 del D.Lgs.n. 152/06, i rifiuti devono essere debitamente stoccati ed imballati nelle specifiche aree dedicate alla gestione dei rifiuti pericolosi e non della centrale, dotate di un opportuno sistema di copertura.

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere e convogliare le acque di dilavamento e gli eventuali sversamenti accidentali, con divieto di svolgere lavori che comportino l'uso di fiamme libere o attività che possano potenzialmente produrre scintille senza l'adozione di idonee precauzioni.

Deve essere assicurato che le infrastrutture di drenaggio delle aree di stoccaggio siano dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato e che rifiuti con caratteristiche fra loro incompatibili non possano venire in contatto gli uni con gli altri, anche in caso di sversamenti accidentali.

La presenza di buone procedure operative e di manutenzione devono garantire la caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, la loro separazione in base alla specifica tipologia, ed un sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.

Eventuali variazioni rispetto all'elenco di rifiuti contenuto nell'autorizzazione e rispetto alla gestione dei depositi temporanei dovranno essere comunicati all'Autorità Competente ed a quella preposta per il controllo nell'ambito del reporting annuale.

Inoltre, il Gestore deve comunicare all'Autorità Competente per il controllo entro il mese di maggio di ogni anno, secondo le modalità specificate nel piano di monitoraggio e controllo, quanto segue:

- tonnellate di rifiuti prodotti nell'anno precedente;
- tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente;
- produzione specifica di rifiuti (kg annui prodotti/ton di combustibile utilizzato e kg annui prodotti/MWh generati);
- indice di recupero dei rifiuti annuo (%): kg annui di rifiuti inviati al recupero/kg annui di rifiuti prodotti;
- criterio di gestione dei depositi temporanei.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

E' necessaria la presenza di un SGA per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi, per mettere a disposizione (ed archiviare e conservare) all'autorità di controllo tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato specificando le metodiche utilizzate.

Qualora la eventuale produzione di rifiuti pericolosi oli esausti, superi i 300 kg anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. n. 95/92, per il detentore il rispetto delle condizioni di cui al decreto stesso.

A tal fine il Gestore deve comunicare nel reporting ambientale annualmente all'autorità competente ed all'ente di controllo, le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione; per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo). Si prescrive il rispetto di quanto previsto dall'art. 183, comma 1, lettera m (parte IV) del D.lgs n.152/06 e smi. In particolare, si prescrive quanto segue:

- 1) i rifiuti depositati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 parti per milione (ppm), né policlorobifenile e policlorotrifenili in quantità superiore a 25 parti per milione (ppm);
- 2) i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento secondo una delle seguenti modalità alternative, a scelta del produttore, con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito; quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunga complessivamente i 10 metri cubi nel caso di rifiuti pericolosi o i 20 metri cubi nel caso di rifiuti non pericolosi. In ogni caso, allorché il quantitativo di rifiuti pericolosi non superi i 10 metri cubi l'anno e il quantitativo di rifiuti non pericolosi non superi i 20 metri cubi l'anno, il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;
- 3) il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito dell'obbligo di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno, altresì, essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.

Il Gestore dovrà realizzare i necessari adeguamenti tecnici presso i depositi temporanei dei rifiuti entro sei mesi dal rilascio dell'AIA.

Il Gestore sarà, comunque, tenuto ad adeguarsi alle disposizioni previste dagli eventuali aggiornamenti normativi di riferimento.

## 9.8. Prescrizioni tecniche e gestionali

Si raccomanda un adeguamento al sistema di gestione ambientale SGA in modo conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e/o regolamento EMAS.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 9.9. Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

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 e al Comune di Assemini, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. 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.

A tal proposito si considera, in particolare, una 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, ai quali non è stata posta la necessaria attenzione in forma preventiva con interventi strutturali e gestionali.

Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo e al Comune di Assemini, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, 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 immediata scritta (per mail e/o fax e, comunque, nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, nonché alla Provincia di Cagliari ed al Comune di Assemini. Inoltre, 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.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.

## 9.10. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

In relazione al serbatoio di gasolio da 4 m<sup>3</sup>, al servizio dell'impianto di riscaldamento dell'edificio servizi, si prescrive quanto segue:

- la messa in sicurezza dello stesso;
- l'obbligo di comunicare all'Autorità Competente l'eventuale nuovo utilizzo del medesimo;
- la caratterizzazione dell'area in cui il suddetto serbatoio insiste al momento della dismissione (il piano di caratterizzazione dovrà essere preventivamente inserito nel progetto di dismissione).

Per tutte le eventuali parti dell'impianto attualmente non utilizzate, si prescrive la presentazione di un piano di dismissione e di bonifica del sito in cui insistono entro tre mesi dal rilascio dell'AIA.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

In relazione ad una eventuale dismissione di tutto o parte dell'impianto il Gestore, entro tre anni dal rilascio dell'AIA, dovrà predisporre un piano di bonifica 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.

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 degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.

## 10 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

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.

In particolare, restano valide tutte le prescrizioni di cui al decreto di compatibilità ambientale DEC/VIA/701 del 20 febbraio 1991.

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. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'AIA 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'AIA, stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

Il quadro sanzionatorio è definito dal decreto legislativo n. 59 del 2005 e dalle norme ambientali vigenti e applicabili all'esercizio dell'impianto.

## 12. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Decreto Ministeriale del 28/06/1991 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (Decreto di localizzazione e di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio della Centrale turbogas costituita da 2 sezioni della potenza di 90 MW ciascuna), limitatamente alle materie di competenza del D.Lgs 59/2005;

Determinazione della Regione Autonoma della Sardegna n. 511/IV del 1 aprile 2003 (Autorizzazione alla gestione di deposito preliminare di rifiuti speciali, pericolosi e non pericolosi individuati dai codici CER 130208, 130301, 150202, 160209, per un quantitativo massimo di 0,7 tonnellate.).



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 13. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs n. 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 ENEL PRODUZIONE S.P.A non dispone per la centrale sita in Assemini di alcuna delle suddette certificazioni, la presente Autorizzazione Integrata Ambientale ha durata di **anni 5**, entro i quali il Gestore deve adottare il piano di ambientalizzazione della Centrale alle migliori tecnologie disponibili proposte dalle Linee Guida Europee (Bref) in materia di Grandi Impianti di combustione, comunicandolo alla Commissione e attivandosi, sulla base di una programmazione verificabile, ad avviare gli interventi, pena l'applicazione degli strumenti sanzionatori previsti dal D.Lgs n. 59/05, secondo il seguente cronoprogramma:

- entro i primi tre anni dal rilascio dell'AIA il Gestore deve presentare il piano di adeguamento ovvero il piano di dismissione alla AC (la quale ne effettua la valutazione procedendo, se necessario, all'aggiornamento del quadro di riferimento dell'AIA);
- il Gestore deve iniziare e concludere gli interventi entro i cinque anni di validità dell'AIA.

Inoltre, in applicazione del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs n. 59/05, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente, durante la procedura di rinnovo, può aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

Infine, il Gestore prende atto che, ai sensi del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs. n. 59/2005, l'Autorità Competente può effettuare il riesame del provvedimento emanato, 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 migliori tecniche disponibili hanno subito modifiche sostanziali, che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi eccessivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni legislative comunitarie o nazionali lo esigono.



# PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. ASSEMINI(CA)

## 14. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA - già individuato quale ente di controllo dal MATTM - ad esito del Parere Istruttorio, costituisce parte integrante dell'AIA per la centrale turbogas Enel Produzione S.P.A. di Assemini (CA).

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, alla Provincia ed al Comune interessati ed alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente;
- comunicazione ad Azienda Sanitaria Provinciale, al Sindaco del Comune territorialmente competente, alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente, ed agli altri Enti di controllo dell'eventuale mancato rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione, in caso d'inconvenienti e/o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto ad ISPRA, ARPA, alla Provincia di Cagliari al Comune di Assemini ed alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente ;
- tempestiva informazione ad Azienda Sanitaria Provinciale ed al Sindaco del Comune territorialmente competente, alla Regione Sardegna, Assessorato alla difesa dell'ambiente ed agli altri Enti di controllo di malfunzionamenti e/o incidenti e dei 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.

Fermo restando quanto previsto all'art 10 del D.Lgs. n. 59/2005, il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto per la successiva valutazione, da parte dell'Autorità Competente, della significatività delle modifiche stesse e dell'esigenza eventuale di aggiornare l'autorizzazione, ovvero di richiedere al Gestore l'avvio di una nuova procedura di autorizzazione integrata ambientale.

Entro tre mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve avviare il PMC.

Ove necessario, sempre entro tre mesi dal rilascio dell'AIA, il Gestore concorda con l'Ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento ed il completamento del sistema di monitoraggio prescritto.



**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**  
Articolo 7, comma 6, del D.lgs 59/05

**GESTORE**  
**LOCALITÀ**  
**DATA DI EMISSIONE**  
**NUMERO TOTALE DI PAGINE**

**ENEL PRODUZIONE SPA**  
**ASSEMINI (CA)**  
**22/11/2010**  
**30**



**INDICE**

PREMESSA .....	4
1. FINALITÀ DEL PIANO.....	4
2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO .....	4
Obbligo di esecuzione del piano .....	4
Divieto di miscelazione.....	5
Funzionamento dei sistemi.....	5
3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME.....	6
Consumi/Utilizzi di materie prime.....	6
Caratteristiche delle materie prime principali .....	6
Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio.....	7
Aree di stoccaggio e bacini di contenimento.....	7
Consumi idrici.....	7
Consumi energetici.....	8
4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	9
Identificazione dei punti di emissioni in aria .....	9
Controlli previsti per i vari punti di emissione.....	10
Monitoraggio dei trasitori.....	12
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi ...	12
5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA .....	14
Identificazione degli scarichi idrici .....	14
Monitoraggio degli scarichi idrici .....	14
Monitoraggio delle acque sotterranee .....	17
Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e nelle acque sotterranee .....	17
6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	19
Metodo di misura del rumore .....	20
7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	21
8. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	22
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni.....	22
Analisi delle acque in laboratorio.....	22
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	23
Controllo di impianti e apparecchiature .....	23
9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....	24
Definizioni.....	24
Formule di calcolo.....	25
Validazione dei dati.....	25
Indisponibilità dei dati di monitoraggio .....	25
Eventuali non conformità .....	25
Obbligo di comunicazione annuale .....	26
<i>Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.....</i>	26
<i>Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale .....</i>	26
<i>Consumi.....</i>	26
<i>Consumi specifici per MWhg generato su base annuale .....</i>	26
<i>Caratteristiche dei combustibili .....</i>	26
<i>Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA .....</i>	26
<i>Emissioni per l'intero impianto: ACQUA .....</i>	27





**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

---

<i>Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI</i> .....	27
<i>Emissioni per l'intero impianto: RUMORE</i> .....	27
<i>Eventuali problemi gestione del piano</i> .....	27
Gestione e presentazione dei dati .....	27
<b>10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO</b> .....	28
Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione) .....	29



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

### **PREMESSA**

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo (di seguito PMC) 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'Autorità 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'articolo 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**

#### **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.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

---

### **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.

### **Funzionamento dei sistemi**

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"<sup>1</sup> 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, si stabilisce inoltre che 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.

---

<sup>1</sup> 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.



# ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

## 3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

### Consumi/Utilizzi di materie prime

Devono essere registrati i consumi di combustibile e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di questi devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella 1.

Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gasolio	Turbogas	Contatori	Quantità totale	t	Mensile	Compilazione file
	Motori di lancio dei turbogas		Quantità totale	t	Mensile	
	Gruppo elettrogeno e motopompe antincendio		Quantità totale	t	Semestrale	
Olio dielettrico	Macchine varie	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	kg	Semestrale	Registro fiscale per gli oli minerali UDT
Olio lubrificante	Macchine varie	Peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	kg	Semestrale	Registro fiscale per gli oli minerali UDT

### Caratteristiche delle materie prime principali

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, con cadenza annuale, copia delle schede tecniche del gasolio (elaborate dal fornitore o redatte dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riportino quanto indicato nella tabella seguente ove sono distinti, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006, parte quinta, 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 del gasolio

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	% (m/m)	Semestrale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	% (v/v)	Semestrale	UNI 20058*
Viscosità a 40°C	mm <sup>2</sup> /s	Semestrale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Semestrale	ASTM D 240
PCB/PCT	mg/kg	Semestrale	EN 12766*



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Nichel + Vanadio	mg/kg	Semestrale	UNI EN ISO 13131*
------------------	-------	------------	-------------------

Per le altre materie prime dell'impianto, oli lubrificanti e chemicals, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e successivamente compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

### Controlli sui serbatoi e sugli altri contenitori di stoccaggio

Il Gestore dovrà verificare, tramite ispezioni annuali e in caso di eventi incidentali od anomali, lo stato dei contenitori delle materie ausiliarie (oli) stoccate in fusti e dei serbatoi di oli esausti al fine di prevenire fenomeni di contaminazione di suolo, sottosuolo e acque sotterranee.

Per i serbatoi e le linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella 3.

**Tabella 3: Monitoraggio e controllo sui serbatoi e sulle linee di distribuzione 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

### Aree di stoccaggio e bacini di contenimento

Il Gestore dovrà trimestralmente effettuare controlli e pulizia delle aree di stoccaggio e dei bacini di contenimento annotando l'esito delle attività e informando tempestivamente l'Autorità di Controllo nel caso di anomalie riscontrate.

### Consumi idrici

Devono essere registrati i consumi idrici della centrale distinguendo il consumo per uso domestico, il consumo per uso industriale o quello per altri usi.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Le registrazioni dei prelievi dovranno essere fatte con cadenza mensile specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico, antincendio 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 acquedotto consorzio CASIC	Contatore in continuo	Antincendio, lavaggi aree con presenza di macchinari, innaffiamento delle aree verdi	Quantità prelevata [m <sup>3</sup> ]	mensile	Compilazione file
Da acquedotto consorzio CASIC	Contatore in continuo	Igienico-sanitario	Quantità prelevata [m <sup>3</sup> ]	mensile	Compilazione file

### Consumi energetici

Devono essere registrati, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica e deve essere compilata la seguente tabella 5 riepilogativa con Rapporto con cadenza annuale.

**Tabella 5: Consumi di energia elettrica**

Descrizione	Metodo misura	Quantità [GWh]	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata da rete esterna	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia prodotta TG1 e TG2	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia prodotta gruppo elettrogeno	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia immessa in rete	Contatore		Giornaliera	Compilazione file
Energia auto-consumata	Contatore		Giornaliera	Compilazione file



#### 4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, con le relative frequenze, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

##### Identificazione dei punti di emissioni in aria

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella 6 (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

**Tabella 6: Punti di emissione convogliata**

Punto di emissione	Descrizione	Capacità elettrica nominale [MW]	Latitudine	Longitudine	Altezza [m]	Sezione [m <sup>2</sup> ]
1	Scarico TG1	90	da comunicare	da comunicare	18	6,5
2	Scarico TG2	90	da comunicare	da comunicare	18	6,5
3	Scarico motore diesel di lancio TG1	2,35	da comunicare	da comunicare	da comunicare	da comunicare
4	Scarico motore diesel di lancio TG2	2,35	da comunicare	da comunicare	da comunicare	da comunicare

Relativamente ai camini 1 e 2 devono essere controllate trimestralmente le emissioni di NO<sub>x</sub>, CO, SO<sub>2</sub> e polveri contestualmente ai parametri di processo quali portata dei fumi, tenore d'ossigeno (O<sub>2</sub>), temperatura, pressione e tenore di vapor d'acqua contenute nei fumi prima della loro dispersione in atmosfera.

Su ognuno dei punti di emissione relativi ai camini 1, 2, 3 e 4 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. Sui camini 1 e 2 tali prese devono essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Sui camini 1 e 2 deve altresì essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e agevolmente amovibile.



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m<sup>2</sup> 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 deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

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.

### Controlli previsti per i vari punti di emissione

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nelle successive tabelle 7.

**Tabella 7a: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dei turbogas**

Turbogas TG1 e TG2				
Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione e (Autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Camini 1 e 2	Numero di accensioni e tempo di utilizzo	Parametro operativo	Conteggio del numero di accensioni e Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei TG	Registrazione su file
	Temperatura, pressione, vapore d'acqua, tenore di ossigeno e portata dei fumi	Parametri operativi	Misura trimestrale	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura trimestrale	Registrazione su file
	NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura trimestrale	Registrazione su file
	SO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura trimestrale	Registrazione su file
	Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura trimestrale	Registrazione su file





**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

	Be[berillio]	Come da autorizzazione	Misura semestrale	Registrazione su file
	Cd[cadmio] + Hg[mercurio] + Tl[tallio]	Come da autorizzazione	Misura semestrale	Registrazione su file
	As[arsenico] + CrVI[cromo6] + Co[cobalto] + Ni[nichel] (frazione respirabile ed insolubile)	Come da autorizzazione	Misura semestrale	Registrazione su file
	Se[selenio] + Te[tellurio] + Ni[nichel] (sotto forma di polvere)	Come da autorizzazione	Misura semestrale	Registrazione su file
	Sb[antimonio] + CrIII[cromo3] + Mn[manganese] + Pd[palladio] + Pb[piombo] + Pt[platino] + Cu[rame] + Rh[rodio] + Sn[stagno] + V[vanadio]	Come da autorizzazione	Misura semestrale	Registrazione su file

**Tabella 7b: Parametri da misurare per le emissioni in atmosfera dei motori diesel di lancio dei turbogas**

Motori diesel di lancio dei turbogas TG1 e TG2				
Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
Camini 3 e 4	Tempo di utilizzo	Parametro operativo	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Registrazione su file
	Temperatura, pressione, vapore d'acqua, tenore di ossigeno e portata dei fumi	Parametri operativi	Misura/stima semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio durante le fasi di utilizzo	Registrazione su file



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

	SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , CO e polveri	Fini conoscitivi	Misura/stima semestrale delle quantità in massa emesse con campionamento manuale ed analisi di laboratorio durante le fasi di utilizzo	Registrazione su file
--	--	------------------	--	-----------------------

Quanto non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

### Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nelle tabelle 7, il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori dei turbogas TG1 e TG2 e dei rispettivi motori di lancio. Il piano è volto a determinare (misurare o stimare) i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti indicati nelle tabelle 8, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero di avviamenti e spegnimenti e i relativi tempi di durata; tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse con la prevista cadenza all'Autorità Competente.

Per quanto sopra nel dettaglio, è necessario compilare la seguente tabella 8 per ciascun turbogas e motore di lancio.

**Tabella 8: Parametri relativi ai transitori**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/registrazione dati
SO <sub>x</sub> , NO <sub>x</sub> , CO e polveri		Misura/stima delle quantità emesse in kg/transitorio	Registrazione su file
Numero di accensioni e spegnimenti		Calcolo del numero di accensioni e spegnimenti annui	Registrazione su file
Durata dei transitori di TG1 e TG2		Misura della durata dei transitori	Registrazione su file

La stima delle emissioni massiche per ciascun turbogas deve essere avvalorata da una misura semestrale effettuata durante un transitorio; tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati. Il gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti.

### Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento da utilizzare per le analisi e i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.



# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Il Gestore può proporre all'Autorità 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'Autorità 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.

Allegato 1 al decreto ministeriale 25 agosto 2000 "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n. 203" (supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223) per il rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> 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 210** per la determinazione del PM<sub>10</sub> filtrabile.

**Norma US EPA method 202** per la determinazione del PM<sub>10</sub> condensabile.

**Norma UNI EN 14791:2006** per SO<sub>2</sub>

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

### Identificazione degli scarichi idrici

La centrale possiede l'autorizzazione allo scarico di tutte le acque reflue dell'impianto nel collettore fognario consortile attraverso un unico scarico finale SF1. A sua volta il collettore fognario consortile convoglia le acque al depuratore del consorzio CASIC (Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale di Cagliari). Nello scarico SF1 confluiscono gli scarichi parziali costituiti dalle acque reflue provenienti dal disoleatore e dalle acque domestiche provenienti dalla fossa Imhof.

Il punto di scarico finale SF1 è individuato tramite le seguenti coordinate geografiche: 39° 13' 42.98" N. e 8° 59' 49.98" E.

### Monitoraggio degli scarichi idrici

In corrispondenza del pozzetto prelievi dello scarico SF1 dovranno essere attuati, in accordo al parere conclusivo, controlli semestrali per stabilire la conformità ai valori limite di accettabilità contenuti nel "Regolamento per il Sistema di Raccolta e trattamento degli scarichi", approvato con provvedimento n. 40235/95 del 3/9/1996

Per gli scarichi parziali provenienti dall'impianto di disoleazione e dalla fossa Imhof, dovranno essere effettuati controlli semestrali a fini conoscitivi in corrispondenza di ciascun pozzetto posizionato a monte della confluenza dei singoli scarichi parziali.

Nella tabella 12 sono riportati i controlli con le relative frequenze che il Gestore dovrà effettuare sugli scarichi parziali (acque reflue dal disoleatore e acque domestiche).

**Tabella 12: Controlli sugli scarichi parziali costituiti dalle acque uscenti dal disoleatore e dalle acque domestiche provenienti dalla fossa Imhof.**

<b>Scarico parziale: acque domestiche</b>				
<b>Parametro</b>	<b>Tipo di misura</b>	<b>Frequenza delle analisi</b>	<b>Limiti/prescrizioni</b>	<b>Modalità di registrazione dei dati</b>
Flusso	Stima/calcolo	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Solidi Sospesi Totali	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
BOD5	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
COD	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
<b>Scarico parziale: acque uscenti dal disoleatore</b>				



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

<b>Parametro</b>	<b>Tipo di misura</b>	<b>Frequenza delle analisi</b>	<b>Limiti/prescrizioni</b>	<b>Modalità di registrazione dei dati</b>
Flusso	Stima/calcolo	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
ph	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Idrocarburi totali	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
BOD5	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
COD	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Solidi Sospesi Totali	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Ferro	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Manganese	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Tensioattivi totali	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Nichel	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Zinco	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Rame	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Stagno	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Azoto Nitrico	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Azoto Nitroso	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Azoto ammoniacale	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Fosforo Totale	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Cloruri	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Fluoruri	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Solidi sedimentabili	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
Grassi e oli animali e vegetali	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file
durezza	Prelievo puntuale e analisi di laboratorio secondo le metodiche riportate in tabella XX	semestrali	A fini conoscitivi	Registrazione su file

Per quanto riguarda i sistemi di trattamento delle acque il gestore dovrà comunicare gli eventuali sistemi di trattamento per ciascuno stadio ed i dispositivi ed i punti di controllo per le verifiche manutentive con cadenza annuale.

I risultati dei controlli riportati nella tabella 12 dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.



### Monitoraggio delle acque sotterranee

Il gestore deve individuare l'ubicazione di almeno tre punti rappresentativi nei quali effettuare la caratterizzazione delle acque di falda con piezometri, secondo quanto riportato nella tabella successiva che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Autorità 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 13: Prescrizioni per acque sotterranee**

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
PH, conducibilità, durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	Verifica annuale La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve avvenire in condizioni statiche, utilizzando bailer, pompe manuali o pompe peristaltiche a bassi regimi di portata (max 1 l/min) e dopo spurgo di un volume di 5 volte il volume del pozzo. Il campionamento dovrà essere effettuato ad una profondità di almeno 1 metro dal livello della falda.
Metalli Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg.		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
BTEX		
IPA		

I risultati dei controlli sopra elencati dovranno essere riportati nel Rapporto con cadenza annuale.

### Metodi di misura degli inquinanti nelle acque di scarico e nelle acque sotterranee

Nella tabella 14 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti da parte delle misure degli inquinanti nelle acque di scarico e nelle acque 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 si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di Controllo sia intervenuta un'inesattezza l'Autorità di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati o preferibilmente accreditati.

**Tabella 14: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque**



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD <sub>5</sub>	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5120 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm <sup>-1</sup> è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Solidi sedimentabili	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 2060	
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite
Stagno	US EPA Method 282.2; APAT-IRSA 3280B	Lo stagno viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornetto di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale a 286,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note, comprese nel campo di indagine analitico. È da segnalare che APHA (1998) prevede la misura dell'assorbanza alla lunghezza d'onda di 224,6 nm; le due diverse condizioni operative consentono di conseguire limiti di rivelabilità molto simili. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Fluoruri	EPA Method 340.1 o 340.2;	Colorimetrico per reazione con SPDNS e distillazione o con elettrodo ione selettivo a seconda delle condizioni
Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimoniato tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.





# ISPRA

*Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Nitriti	ISO 13395 (2000)	Il metodo si basa sulla determinazione fotometrica dopo l'NO <sub>2</sub> con sulfonilammide
Nitrati	APAT IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ad altri anioni.
Azoto ammoniacale	APAT CNR IRSA 4030 C -	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664°; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
durezza	Metodo APAT-IRSA 2040 A	La durezza totale viene calcolata convertendo la somma delle concentrazioni molari di Ca e Mg per il peso molecolare del CaCO <sub>3</sub> .
Tensioattivi totali	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 5150 Test Carlo Erba 800.05388	
temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT IRSA 2100	Determinazione della temperatura dell'acqua immergendo l'elemento sensibile dello strumento e attendendo il raggiungimento dell'equilibrio termico prima di effettuare la lettura.
Cromo totale	US EPA Method 218.2 Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1 Metodo APAT-IRSA 3200	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E, Metodo APAT-IRSA 3080A	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As(+3) con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Vanadio	EPA 6010 C	
Solfati	APAT-IRSA 4020	Determinazione simultanea di specie anioniche mediante cromatografia ionica.
Selenio	EPA Method 270.2 Metodo APAT-IRSA 3260	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
BTEX	US EPA Method 502.2; Metodo APAT -IRSA 5140	Determinazione dei solventi organici aromatici in campioni acquosi mediante gascromatografia accoppiata a: a) spazio di testa statico (HS); b) spazio di testa dinamico ("Purge & trap").
conducibilità	APAT 2030	Misura della resistenza elettrica specifica di un campione acquoso mediante un ponte di Kohlrausch.
IPA	Metodo APAT-IRSA 5080	Determinazione quantitativa di alcuni tra i principali idrocarburi policiclici aromatici in campioni di acque potabili, di falda, superficiali e di scarico mediante estrazione liquido-liquido o su fase solida ed analisi in gascromatografia/spettrometria di massa (HRGC/LRMS) con detector a selezione di massa, oppure in cromatografia liquida (HPLC) con rivelatore ultravioletto (UV) e a fluorescenza.

## 6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Il Gestore deve effettuare un monitoraggio delle emissioni sonore della centrale ai confini dell'impianto, mediante misure fonometriche, ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Le misure dovranno essere fatte al perimetro della centrale nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione .

La relazione di impatto acustico dovrà comprendere 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 16.3.1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, nel rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte secondo la zonizzazione territoriale di competenza del Comune interessato.

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 all'Ente di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel Rapporto annuale.

### **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 16/3/1998.

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.



## 7. 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 attraverso il registro di carico/scarico, FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti) e rientro della 4<sup>a</sup> copia firmata dal destinatario per accettazione, con relativa archiviazione e segnalazione sul MUD con cadenza annuale.

Il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e preliminari e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte. Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore deve compilare mensilmente la seguente tabella 15, distinguendo gli eventuali rifiuti speciali

**Tabella 15: Monitoraggio depositi temporanei e preliminari dei rifiuti**

Codice CER	Area di stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m <sup>3</sup> )	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file

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.



## 8. ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000.

### **Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio dei campioni**

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 mantenute 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.

### **Analisi delle acque in laboratorio**

Il laboratorio effettuerà secondo le tabelle seguenti i controlli di qualità interni in relazione alle sostanze determinate.

<b>ANALITI INORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
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

<b>METALLI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>
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

<b>ANALITI ORGANICI</b>	
<b>Misura di controllo</b>	<b>Frequenza</b>



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

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

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.

### **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'autorità 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 due 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'autorità 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.

### **Controllo di impianti e apparecchiature**

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA) 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.



## 9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

### 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 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1,2,3, e 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



# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

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.

### 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

$$T_{\text{anno}} = \sum_H (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-9}$$

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

$C_{\text{misurato}}$  = Media mensile delle concentrazioni misurate in  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  ;

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in  $\text{Nm}^3/\text{mese}$ ;

$H$  = n° di mesi di funzionamento nell'anno.

Le emissioni annuali nei corpi idrici sono valutate con l'utilizzo della formula seguente:

$$K_{\text{anno}} = (C_{\text{misurato}} \times F_{\text{misurato}}) \times 10^{-6}$$

$K_{\text{mese}}$  = chilogrammi emessi anno

$C_{\text{misurato}}$  = Media annuale delle concentrazioni misurate in  $\text{mg}/\text{litro}$ .

$F_{\text{misurato}}$  = 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.

### Validazione dei dati

La validazione dei dati per la verifica del rispetto dei limiti di emissione deve essere fatta secondo quanto prescritto in 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.

### 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 ad ISPRA della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

### 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'Autorità Competente 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.



# ISPRA

## *Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale*

Tutti dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

### **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 Valutazioni Ambientali), all'Autorità 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:

#### *Nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto*

- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento di ogni gruppo.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in  $MW_h$ , su base temporale mensile, da ogni gruppo.

#### *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'Autorità di controllo (ISPRA).
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).

#### *Consumi*

- Consumo di materie ausiliarie (oli) nell'anno.
- Consumo idrico nell'anno.
- Consumo di gasolio nell'anno suddiviso per consumo dei turbogas, consumo dei motori di lancio e consumo del gruppo elettrogeno e pompe antincendio.
- Energia importata da rete esterna, energia prodotta dai turbogas, energia prodotta da gruppo elettrogeno, energia immessa in rete, energia auto-consumata, su base temporale annuale.

#### *Consumi specifici per MWhg generato su base annuale*

- Acqua ( $m^3/MWhg$ ), gasolio ( $kg/MWhg$ ), energia elettrica auto-consumata ( $kWh/MWhg$ )

#### *Caratteristiche dei combustibili*

- Schede tecniche del gasolio utilizzato nell'anno, con annotazione delle caratteristiche chimico-fisiche eventualmente determinate tramite campionamento e analisi.

#### *Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA*

- Tonnellate emesse per anno  $NO_x$ , CO, polveri,  $SO_2$  e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media trimestrale in  $mg/Nm^3$  di  $NO_x$ , CO, polveri,  $SO_2$  e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di  $NO_x$ , CO, polveri,  $SO_2$  (in  $kg/MWhg$ )





# ISPRA

## Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

- Emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato di NO<sub>x</sub> e CO, polveri, SO<sub>2</sub> (in kg/1000 t)
- N° di accensioni e spegnimenti annui di ciascun gruppo.
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO<sub>x</sub> e CO, polveri, SO<sub>2</sub>.

### *Emissioni per l'intero impianto: ACQUA*

- Quantità emessa per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti come previsto dal PMC

### *Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI*

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti nell'anno precedente soggetti a deposito preliminare.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 t di gasolio ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

### *Emissioni per l'intero impianto: RUMORE*

- Risultanze delle campagne di misura al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne.

### *Eventuali problemi gestione del piano*

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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.

### **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 10 (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.



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

**10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ  
DI CONTROLLO**

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Consumi</b>					
Combustibili e altre sostanze	Mensile/semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
<b>Aria</b>					
Emissioni	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Acqua</b>					
Emissioni	semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acque di falda	Annuale	Annuale	Biennale	Annuale	Annuale
<b>Rumore</b>					
Sorgenti	biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Verifica depositi temporanei e preliminari	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

**Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)**

<b>TIPOLOGIA DI INTERVENTO</b>	<b>FREQUENZA</b>	<b>COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA</b>	<b>TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO (5 anni)</b>
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	2
Campionamenti e analisi	Biennale	<u>Emissioni in atmosfera</u>  Campionamento ed analisi degli inquinanti emessi dai camini autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo ai camini)	2
	Biennale	<u>Scarichi idrici</u>  Campionamento ed analisi degli inquinanti relativi agli scarichi idrici autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo degli scarichi)	2



**ISPRA**  
*Istituto superiore per la protezione e la ricerca  
ambientale*

Verifica dello stato dei luoghi (sorgenti e recettori) e valutazione documentale delle misurazioni effettuate dal Gestore	Biennale	<u>Rumore</u> Misurazione e valutazione a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dello stato dei depositi temporanei e preliminari e delle prescrizioni tecniche e gestionali	Biennale	<u>Rifiuti</u> Campionamento ed analisi a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	2