



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

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale della Società Enipower S.p.A. sita nel Comune di Ferrera Erbognone (PV) - Rinnovo.

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";

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";

AD



VISTO il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante “Norme in materia ambientale”;

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;

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 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;

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

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



VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio di concerto con il Ministro per i beni e le attività culturali prot. DEC/VIA/7012 del 20 marzo 2002, relativo al progetto per la realizzazione di una centrale elettrica a ciclo combinato alimentata a gas naturale e gas di sintesi proveniente da un processo di gassificazione di idrocarburi pesanti, con potenza pari a 977 MWe da ubicare nei comuni di Sannazzaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone (PV);

VISTO il decreto del Ministero delle attività produttive n. 011/2002 del 18 luglio 2002 di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di una centrale termoelettrica a ciclo combinato, della potenza elettrica di circa 1040 MW alimentata con gas naturale e gas di sintesi, da ubicare nel Comune di Ferrera Erbognone (PV), autorizzazione che, ai sensi del citato decreto legge 7 febbraio 2002, n. 7, comprende l'Autorizzazione Integrata Ambientale;

VISTA l'istanza presentata in data 23 aprile 2008 dalla Società Enipower 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 rinnovo dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio dell'impianto ubicato nel Comune di Ferrera Erbognone (PV), con relativa attestazione di avvenuto pagamento della tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. n. 135/2008 del 25 agosto 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 28 agosto 2008, al n. DSA-2008-0023816, con la quale il Gestore ha integrato l'istanza di rinnovo dell'A.I.A. presentata il 23 aprile 2008;

VISTA la nota DSA-2008-0024450 del 5 settembre 2008 con la quale la Direzione generale per la salvaguardia ambientale ora Direzione generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "La Repubblica" in data 26 settembre 2008 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota DSA-2008-0027545 dell'1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota prot. n. 173/2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 novembre 2008, al n. DSA-2008-0033624, con la quale il Gestore comunica di non dover integrare la tariffa istruttoria provvisoria versata;



VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001754 del 5 agosto 2009 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 documentazione integrativa, trasmessa dal Gestore con nota prot. n. 173/2010 del 10 novembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19 novembre 2010, al n. DVA-2010-0028213;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA-2009-0012480 del 24 maggio 2011;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota prot. n. 079/2011 del 24 giugno 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 28 giugno 2011, al n. DVA-2011-0015627;

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 33, del 17 febbraio 2012, di modifica della composizione della Commissione istruttoria AIA-IPPC e del Nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la nota CIPPC-00-2012-0000215 del 18 aprile 2012 di costituzione di un nuovo Gruppo istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

VISTA la nota CIPPC-00-2012-0001070 del 17 settembre 2012 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, relativo al rinnovo dell'A.I.A. per l'esercizio dell'impianto della Enipower S.p.A., ubicato nel Comune di Ferrera Erbognone (PV);

VISTA la nota prot. n. 132/2012 del 5 novembre 2012, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 6 novembre 2012, al n. DVA-2011-0026632, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2012-0001070 del 17 settembre 2012;

VISTO il verbale conclusivo della seduta dell'8 novembre 2012 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-2012-0027030 del 9 novembre 2012, rettificata con nota prot. n. DVA-2012-0027090 del 9 novembre 2012;



VISTA la nota CIPPC-00-2012-001550 del 29 novembre 2012, 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 dell'8 novembre 2012;

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 Plants" (Luglio 2006), "Energy Efficiency Techniques" (Febbraio 2009) "General Principles of Monitoring" (Luglio 2003), "Industrial Cooling Systems" (Dicembre 2001), "Emissions from Storage" (Luglio 2006), "Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector" (Febbraio 2003);

VERIFICATO che, ai fini dell'applicazione dell'articolo 29-*sexies*, comma 8, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, l'impianto non è soggetto ai provvedimenti adottati ai sensi del decreto legislativo 17 agosto 1999, n. 334;

VISTO il Certificato n. 11510, rilasciato alla società Enipower S.p.A. per il sito di Ferrera Erbognone (PV) per la prima volta in data 22 febbraio 2007, che attesta la conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004, con validità fino al 18 febbraio 2013;

VISTO il Certificato di registrazione EMAS n. IT-000707 da cui risulta che dal 26 luglio 2007 la centrale termoelettrica della società Enipower S.p.A. sita nel Comune di Ferrera Erbognone (PV) è dotata di un sistema di gestione ambientale registrato ai sensi del regolamento CE n. 761/2001 con validità fino al 24 marzo 2013;

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 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, non sono pervenute osservazioni del pubblico relative all'autorizzazione all'esercizio dell'impianto;

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



WT

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 Ferrera Erbognone (PV) non ha formulato per l'impianto specifiche prescrizioni ai sensi degli articoli 216 e 217 del Regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265;

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

VISTA la nota DVA-4RI-2012-258 del 17 dicembre 2012, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell' articolo 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i., ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;

DECRETA

la società Enipower S.p.A., identificata dal codice fiscale 12958270154 sede legale in Piazza Vanoni, 1 – 20097 San donato Milanese (MI) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio dell'impianto ubicato nel Comune di Ferrera Erbognone (PV) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 29 novembre 2012 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2012-001550 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 23 aprile 2008 ed integrata il 25 agosto 2008, il 10 novembre 2010 e il 24 giugno 2011 (nel seguito indicata come istanza) dalla Società Enipower S.p.A..

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto chimico 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 e dei valori limite di emissione prescritti o proposti 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.



WP

3. Come prescritto al paragrafo 9.11 "Dismissione, smantellamento e ripristino dei luoghi", pag. 60 del parere istruttorio, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto il Gestore dovrà presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e trasmettere all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, una relazione con il censimento di tutte le eventuali parti di impianto non funzionali all'esercizio della centrale, con il relativo piano di smantellamento e di sistemazione dei luoghi.
4. Come prescritto al paragrafo 9.11 "Dismissione, smantellamento e ripristino dei luoghi", pag. 60 del parere istruttorio, qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, il Gestore dovrà presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e trasmettere all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca un progetto di dettaglio di dismissione, di smantellamento e di sistemazione dei luoghi.
5. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3 e 4, il Gestore dovrà allegare l'originale delle relative quietanze di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta ufficiale del 22 settembre 2007, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2

ALTRE PRESCRIZIONI

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



Handwritten signature

Art. 3
MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore dovrà avviare il sistema di monitoraggio prescritto, concordando con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento dello stesso.
2. Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel Piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.
3. 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.
4. 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 annuale all'Autorità Competente.
5. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1 e 2, 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.
6. 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.
7. 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.



8. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale e alla ASL territorialmente competente.

Art. 4

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

1. La presente autorizzazione ha durata di otto anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto è dotato di certificato di registrazione EMAS, ai sensi del regolamento CE n. 761/2001, con validità fino al 24 marzo 2013.
2. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-octies, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
4. Si prescrive al Gestore di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 5

TARIFFE

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

Art. 6

AUTORIZZAZIONI SOSTITUIITE

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,



Handwritten signature

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

La presente autorizzazione, rinnova, ai fini dell'esercizio dell'impianto, l'A.I.A. compresa nel decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio n. 011/2002 del Ministero delle attività produttive.

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 prestare, nei tempi previsti dall'art. 208, comma 11, lettera g del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e mantenere per tutto il periodo di validità della presente autorizzazione, nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fidejussioni, eventualmente necessarie relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 7 **DISPOSIZIONI FINALI**

1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29 decies, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del 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 trasmesso in copia alla società Enipower S.p.A., nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Lombardia, alla Provincia di Pavia, al Comune di Ferrera Erbognone 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 generale 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-*quattuordecies*, 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.

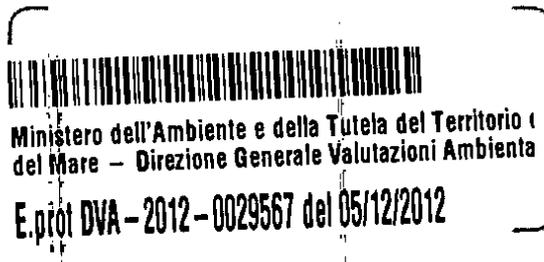
Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5.

Corrado Clini





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



① IPPC-00. 2012-0001550
del 29/11/2012

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

Pratica N.:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da EniPower S.p.A. - Centrale a Ciclo Combinato di Ferrera Erbognone (PV)

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono, il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza di Servizi tenutasi in data 08 novembre 2012.

All. c.s.



Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

Società	EniPower S.p.a.
Località	Ferrera Erbognone (PV)
Gruppo Istruttore	Giovanni Anselmo - referente
	Marco Antonio Di Giovanni
	Alberto Pacifico
	Antonio Voza
	Roberto Esposito – Regione Lombardia
	Giuseppe Muliere – Provincia di Pavia
	Gianni Fassina – Comune di Ferrera Erbognone

[Handwritten signature]



Sommario

1. DEFINIZIONI	4
2. INTRODUZIONE	5
2.1. Atti presupposti	5
2.2. Atti normativi	6
2.3. Atti e attività istruttorie	7
3. IDENTIFICAZIONE IMPIANTO	9
4. DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO ATTUALE	10
4.1. Generalità	10
4.2. Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico	12
4.3. Approvvigionamento e consumi	14
4.3.1. Combustibili	14
4.3.2. Materie prime ausiliarie	15
4.3.3. Risorse idriche	17
4.4. Aspetti energetici	18
4.5. Emissioni	20
4.5.1. Emissioni in atmosfera	20
4.5.2. Emissioni in corpo idrico	21
4.5.3. Produzione di rifiuti	24
4.5.4. Inquinamento acustico	27
4.5.5. Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee	29
4.5.6. Sorgenti di odori	31
4.5.7. Altre forme di emissioni	31
5. DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO DA AUTORIZZARE	32
5.1. Installazione bruciatori "VeLoNox"	32
5.2. Alimentazione elettrica CED - Green Data Center	33
5.3. Sistemazione area deposito e area imprese esterne	34
5.4. Realizzazione nuova linea di esportazione vapore verso la Raffineria Eni	35
5.5. Implicazioni ambientali delle modifiche da autorizzare	36
5.6. Nuovi minimi tecnici	36
6. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	37
6.1. Introduzione	37
6.2. Aria	39
6.3. Acque	41
6.4. Rumore	42
6.5. Suolo e sottosuolo	43
6.6. Aree soggette a vincolo	43
6.7. Siti di interesse nazionale	45
7. VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC	45
7.1. Sistemi di gestione ambientale	45
7.2. Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime	45
7.3. Efficienze	45
7.4. Emissioni in atmosfera	46
7.5. Emissioni in acqua	47
7.6. Produzione di rifiuti	47



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

8.	CONSIDERAZIONI FINALI	48
8.1.	Considerazioni finali sulle emissioni in atmosfera	48
8.2.	Considerazioni finali sulle emissioni in corpo idrico.....	50
8.3.	Considerazioni finali sulla produzione di rifiuti	51
8.4.	Considerazioni finali sull'inquinamento acustico	51
8.5.	Considerazioni finali sul suolo, sottosuolo e acque sotterranee.....	51
8.6.	Considerazioni finali sulle emissioni odorigene	51
8.7.	Considerazioni finali sulle altre forme di emissione.....	51
8.8.	Altre considerazioni	52
9.	PRESCRIZIONI	52
9.1.	Approvvigionamento di combustibili e materie prime	53
9.2.	Emissioni in atmosfera.....	53
9.2.1.	Emissioni convogliate.....	53
9.2.2.	Emissioni non convogliate.....	54
9.3.	Emissioni in corpo idrico	54
9.4.	Rifiuti	55
9.5.	Rumore.....	56
9.6.	Suolo, sottosuolo e acque sotterranee	58
9.7.	Odori	58
9.8.	Altre forme di inquinamento.....	58
9.9.	Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali.....	59
9.10.	Prescrizioni tecnico gestionali	59
9.11.	Dismissione, smantellamento e ripristino dei luoghi.....	60
10.	PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	60
11.	BENEFICI AMBIENTALI	60
12.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	60
13.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	61
14.	DURATA, RINNOVO E RIESAME	61
15.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	62
16.	PIANI , PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALL'A.C.....	62



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

1. DEFINIZIONI

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



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

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 Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito <http://www.aia.minambiente.it>, al fine della consultazione del pubblico.

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

2. INTRODUZIONE

2.1. Atti presupposti

Visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione

vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC 1754/2009 del 05/08/2009, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della CTE EniPower sita in Ferrera Erbognone (PV) al Gruppo Istruttore così costituito:

- Ing. Marco Antonio Di Giovanni - Referente GI
- Ing. Giovanni Anselmo
- Ing. Antonio Voza



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Ing. Roberto Esposito - Regione Lombardia
 - Dott. Giuseppe Muliere - Provincia di Pavia
 - Ing. Daniele Fraternali - Comune di Ferrera Erbognone
- 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:
- Ing. Rosella Giuliani
 - Dott. Francesco Zampetti
- visto il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare GAB-DEC-2012-0000033 del 17/02/2012, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2012-000215 del 18/04/2012, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della CTE EniPower sita in Ferrera Erbognone (PV) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Ing. Giovanni Anselmo - Referente GI
 - Ing. Marco Antonio Di Giovanni
 - Ing. Alberto Pacifico
 - Ing. Antonio Voza

2.2. Atti normativi

- Visto il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento"
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I"
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 giugno 2005
- visti i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.125 del 31 maggio 2007



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'Autorità Competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006
- visto l'art. 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 ss.mm.ii.; 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 decreto legislativo 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 l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del decreto legislativo 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale"

2.3. Atti e attività istruttorie

- Esaminata la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata per la Centrale termoelettrica EniPower S.p.A. di Ferrera Erbognone, protocollo DSA-2008-0011889 del 30/04/2008;
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore, protocollo E.prot DVA-2011-0015627 del 28/06/2011;
- esaminati i contenuti, la documentazione allegata e le risultanze dei verbali delle seguenti riunioni:
- i contenuti dei verbali delle riunioni del 03/11/2010 (riunione del GI con il Gestore e riunione del GI in sessione riservata), protocolli CIPPC-00_2010-



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- 0002186 del 03/11/2010 e CIPPC-00_2010-0002193 del 03/11/2010
- i contenuti dei verbali delle riunioni del 20/06/2012 (riunione del GI con il Gestore e riunione del GI in sessione riservata), protocolli CIPPC-00_2012-000600 del 20/06/2012 e CIPPC-00_2012-000601 del 20/06/2012
- vista vista la e-mail di trasmissione del Parere Istruttorio inviata per approvazione in data 17/07/2012 dalla segreteria IPPC al Gruppo Istruttore avente prot. CIPPC 00_2012-000782 del 18/07/2012;
- esaminata la documentazione riguardante le osservazioni al PIC e PMC inviata dal Gestore in data 05/11/2012 prot. 132/12, recepita agli atti istruttori della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00_2012-0001374 del 07/11/2012;
- esaminata la nota inviata via e-mail dalla Regione Lombardia di parere favorevole al rinnovo di AIA, recepita agli atti istruttori della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00_2012-0001375 del 07/11/2012;
- visti i contenuti, la documentazione allegata e le risultanze del verbale della Conferenza di Servizi tenutasi in data 08/11/2012 presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, avente protocollo U.prot DVA-2012-0027030 del 09/11/2012, recepito agli atti istruttori della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00_2012-0001395 del 09/11/2012 e della Rettifica per mero errore materiale avente prot. U.prot.DVA-2012-0027090 del 09/11/2012, recepita agli atti istruttori della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00_2012-0001403 del 12/11/2012;
- esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione nazionale IPPC, e precisamente:
- la Scheda Sintetica del 13 maggio 2011, protocollo. CIPPC-00_2011-0000856 del 16/05/2011
 - la Relazione Istruttoria del 20/07/2011, protocollo CIPPC-00_2011-0001429 del 29/07/2011
 - il Piano di Monitoraggio e Controllo di novembre 2012, protocollo CIPPC-00_2012-0001549 del 29/11/2012;
- esaminati il verbale della Conferenza di Servizi del 08/11/2012 U.prot. DVA-2012-0027030 del 09/11/2012 recepito con prot. CIPPC-00_2012-0001395 del 09/11/2012 e la rettifica al verbale, per mero errore materiale U.prot. DVA-2012-0027090 del 09/11/2012 recepito con prot. CIPPC-00_2012-0001403 del 12/11/2012;
- esaminate le linee guida generali e di settore adottate a livello nazionale per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
- Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006
- il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) - 1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW"

esaminati i documenti comunitari adottati 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 Plants (LCP) - Luglio 2006
- Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Luglio 2007
- Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage (Luglio 2006)
- Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management Systems in the Chemical Sector – Febbraio 2003

3. IDENTIFICAZIONE IMPIANTO

Ragione sociale	EniPower S.p.A.
Sede legale:	Piazza Vanoni, 1 – 20097 San Donato Milanese (MI)
Sede operativa	Strada della Corradina snc – Ferrera Erbognone (PV)
Recapiti telefonici	0382 993000
Denominazione impianto	Centrale Termoelettrica a ciclo combinato di Ferrera Erbognone (PV) – EniPower Spa
Tipo di impianto	Esistente
Tipo di procedura	Rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione
Codice e attività IPPC	Codice 1.1 - Impianti di combustione con potenza termica di combustione > 50MW
Classificazione NACE	Codice 35.11: Produzione di energia elettrica Codice 35.30: Produzione e distribuzione di acqua calda
Classificazione NOSE-P	Codice 101.04: Combustione in Turbine a Gas
Numero addetti	44
Gestore	Roberto Lavecchia Strada della Corradina snc – Ferrera Erbognone (PV) Recapito telefonico: 0382 993213 E-mail: roberto.lavecchia@EniPower.eni.it
Rappresentate legale	Roberto Lavecchia



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

	Strada della Corradina snc – Ferrera Erbognone (PV)
Referente IPPC	Roberto Lavecchia Strada della Corradina snc – Ferrera Erbognone (PV) Recapito telefonico: 0382 993213 E-mail: roberto.lavecchia @EniPower.eni.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Sistema di gestione ambientale	EMAS, registrazione IT-000707, scadenza 24/03/2013 UNI EN ISO 14001:2004, certificato n. 11510, scadenza 18/02/2013
Misure penali o amministrative	NO

4. DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO ATTUALE

4.1. Generalità

Lo stabilimento EniPower, di seguito indicato come Centrale termoelettrica a ciclo combinato EniPower, ubicato nella zona agricola della Lomellina, sede di numerosi piccoli centri urbani, è parte integrante di un complesso industriale integrato posizionato sul territorio dei comuni di Sannazzaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone. La Centrale sorge su un terreno ricadente all'interno del territorio del Comune di Ferrera Erbognone, ed è stata realizzata fra il 2002 (apertura cantiere) e il 2004 a seguito del rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio n. 011/2002 del Ministero dell'Attività Produttiva, previa favorevole pronuncia di compatibilità ambientale rilasciata dall'allora Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio con DEC/VIA/7012 del 20 marzo 2002.

L'intero complesso industriale integrato si compone di:

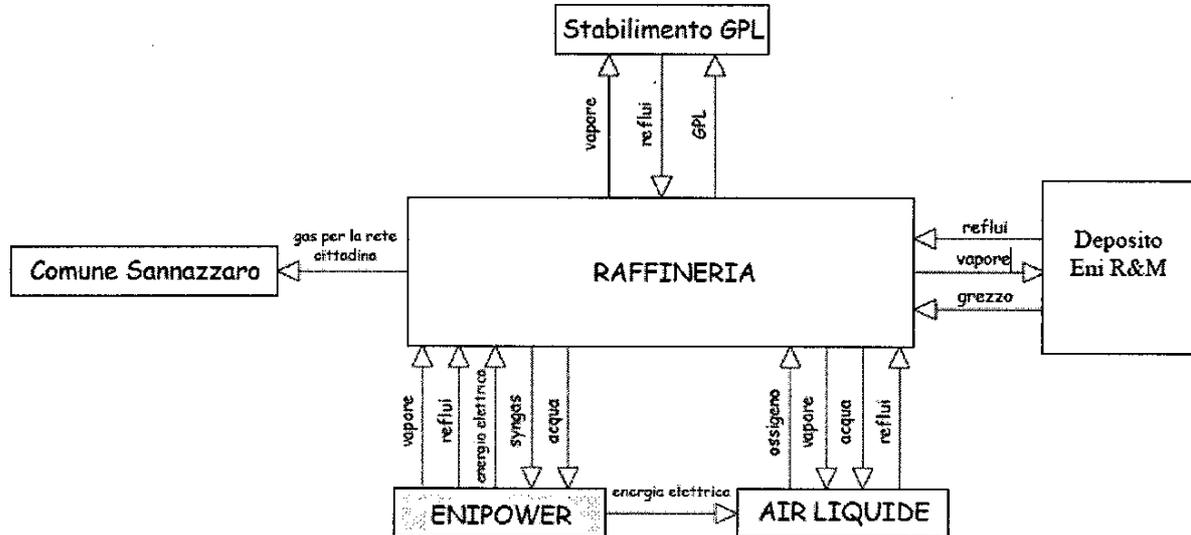
- Centrale termoelettrica a ciclo combinato EniPower (con potenza elettrica nominale di 1.030 MW e potenza termica nominale di 1.828 MW),
- Raffineria Eni Refining & Marketing di Sannazzaro de' Burgondi,
- Deposito Eni Refining & Marketing, che gestisce i serbatoi di stoccaggio di petrolio grezzo e gli oleodotti in entrata e in uscita dalla Raffineria,
- Deposito Eni Refining & Marketing di stoccaggio GPL (Stabilimento GPL),
- Stabilimento Air Liquide per l'approvvigionamento di ossigeno per l'impianto di gassificazione del TAR di Raffineria,

e scambia materia ed energia secondo il seguente schema semplificato:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)



La Centrale termoelettrica a ciclo combinato EniPower fornisce alla adiacente Raffineria Eni R&M vapore a media pressione (200 t/h), energia elettrica (per equivalenti 35 MW/h circa) e scarica alla stessa le acque reflue prodotte; dalla raffineria Eni R&M, la centrale riceve il gas di sintesi (90 t/h) e utilities (acqua demi, acqua raffreddamento torri, acqua antincendio). La Centrale termoelettrica EniPower fornisce, inoltre, energia elettrica allo stabilimento Air Liquide per equivalenti 16 MW/h. La maggior parte della produzione di energia elettrica è comunque destinata al mercato elettrico. La Centrale si connette alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante un elettrodotto da 8,5 km a doppia terna su singola palificata, di proprietà di EniPower S.p.A..

Giova precisare che il sopracitato DEC/VIA/7012 del 20 marzo 2002 esprime un giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del "complesso del progetto" riguardante la Centrale termoelettrica a ciclo combinato di EniPower, da implementare nel comune di Ferrera Erbognone, e l'associato impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti della Raffineria Eni R&M, da implementare nel Comune di Sannazzaro dè Burgondi, necessario per la produzione del gas di sintesi con cui alimentare uno dei gruppi di produzione della stessa Centrale termoelettrica.

L'assetto impiantistico descritto nel presente Capitolo 4 fa riferimento a quanto dichiarato dalla Società all'atto della presentazione dell'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale e non contempla le modifiche all'assetto riportate, invece, al successivo Capitolo 5. Va tuttavia precisato che, per comodità espositiva, alcuni dati e informazioni riportati in alcune delle tabelle del Paragrafo 4.4 (vedi note 4 e 8), tengono conto delle modifiche impiantistiche contemplate al Paragrafo 5.4.

L'assetto impiantistico da autorizzare coincide, dunque, con l'assetto descritto al presente Capitolo 4 integrato e/o modificato con le proposte di autorizzazione riportate al Capitolo 5.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

4.2. *Descrizione del ciclo produttivo e dell'assetto impiantistico*

La Centrale termoelettrica a ciclo combinato EniPower è sostanzialmente costituita da tre gruppi cogenerativi:

- due gruppi gemelli, denominati CC1 e CC2, le cui turbine a gas TG11 e TG21 sono alimentate con gas naturale,
- un gruppo, denominato CC3, la cui turbina a gas TG31 è alimentabile sia con un mix di gas di sintesi/gas naturale sia con solo gas naturale.

La fornitura del gas naturale è assicurata da Eni Divisione Gas & Power attraverso metanodotto di Snam Rete Gas mentre il gas di sintesi, noto anche come syngas e utilizzato a partire da marzo 2006 per il solo CC3, è prodotto nell'impianto di gassificazione degli idrocarburi pesanti presso la raffineria Eni Refining & Marketing di Sannazzaro de' Burgondi.

I tre gruppi di produzione a ciclo combinato sono caratterizzati dalle seguenti potenze elettriche e termiche di combustione:

Gruppo di produzione	Potenza elettrica di progetto [MW _e]	Potenza termica di progetto [MW _t]
CC1	390	683
CC2	390	683
CC3	250	462
Totale CTE	1.030	1.828

Di seguito si descrivono le principali sezioni impiantistiche dei tre gruppi cogenerativi a ciclo combinato.

- Tre turbine a gas:
 - turbina a gas TG11 (del CC1) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
 - turbina a gas TG21 (del CC2) alimentata con gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico;
 - turbina a gas TG31 (del CC3) alimentabile sia con mix syngas/gas naturale sia con solo gas naturale, alla quale è accoppiato il relativo generatore elettrico.
- Tre caldaie a recupero:
 - ciascuna delle tre caldaie a recupero (generatori di vapore a recupero GVR31, GVR32 e GVR33) è composta da una serie di scambiatori di calore attraversati dai fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione. I fumi così raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100 °C. Dalla sezione di media pressione dei TG11 e TG21 viene estratto il vapore da esportare alla Raffineria Eni R&M, mentre per l'unità TG31 il vapore viene reimpresso in camera di combustione per l'abbattimento degli NO_x.
- Tre turbine a vapore:
 - ciascuna delle tre turbine a vapore TV11, TV21 e TV31 sfrutta il vapore prodotto dal relativo GVR, producendo energia elettrica mediante l'accoppiato generatore elettrico.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- Tre condensatori a ventilazione forzata dell'aria:
 - il vapore che non viene esportato per la cogenerazione alla Raffineria Eni R&M (o quello avviato al CC3 per la combustione) viene espanso fino a condizioni di pressione prossime al vuoto assoluto (nominali 60 mbar assoluti) e condensato per mezzo di un moderno condensatore con raffreddamento realizzato da una ventilazione forzata modulabile dell'aria ambiente che consente un notevole risparmio nell'utilizzo delle acque di superficie rispetto ai tradizionali condensatori raffreddati ad acqua. Il vapore condensato, infine, viene estratto con apposite pompe a circa 40 °C per essere nuovamente inviato in caldaia.
- Tre trasformatori elevatori:
 - Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Nella Sottostazione di Alta Tensione l'Energia Elettrica prodotta viene smistata su due linee a 380 kV che congiungono la Centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale.
- Torri evaporative:
 - Per il raffreddamento in ciclo chiuso dei macchinari principali, la Centrale è dotata di Torri Evaporative del tipo WET-DRY. Tali sistemi sono progettati per raffreddare di circa 8 °C una portata d'acqua pari a 3.300 m³/h. L'applicazione del sistema WET-DRY permette di migliorare l'impatto visivo limitando il *plume* (massa d'aria riscaldata e vapore acqueo espulsi dalla torre) mediante la miscelazione della massa d'aria umida proveniente dalla sezione WET e quella secca proveniente dalla sezione DRY.

Si evidenzia, per ciascun complesso turbina a gas/generatore elettrico, il seguente trend di minimi tecnici:

Gruppo	Minimi tecnici 2007	Minimi tecnici attuali ¹
	[MW _e]	[MW _e]
CC1	180,6	120
CC2	180,6	120
CC3	116,4	116,4

Si fa rilevare, altresì, un aumento delle fermate dei tre gruppi di produzione CC1, CC2 e CC3 a causa di esigenze di mercato (il numero complessivo di fermate cumulate dei tre gruppi passa da un totale di n. 6 nel 2007 ad un totale di n. 26 nel 2010) ed una contemporanea riduzione dei blocchi (il numero complessivo di blocchi cumulati dei tre gruppi passa da un totale di n. 13 nel 2007 ad un totale di n. 5 nel 2010).

I tempi di avviamento per CC1 e CC2 sono di 2h e 30' nella condizione a caldo (da parallelo a minimo tecnico), mentre quelli di fermata sono di 45' dal raggiungimento del minimo tecnico al fuori parallelo.

La seguente tabella riporta il primo parallelo di ciascun gruppo di produzione con la rete elettrica:

¹ Minimi tecnici attuali, ovvero minimi tecnici dichiarati all'atto della presentazione dell'istanza di AIA.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Gruppo	1° parallelo sistema TG/generatore	1° parallelo sistema TV/generatore
CC1	19/07/2003	17/09/2003
CC2	27/11/2003	15/01/2004
CC3	07/04/2004	13/05/2004

La capacità produttiva per la quale la Società richiede autorizzazione è quella corrispondente ad un numero di ore di esercizio annuale per gruppo pari a 8.760 h/anno.

La Società dichiara, altresì, le seguenti fasi dell'attività e la relativa rilevanza nei confronti dell'impatto ambientale:

Fasi dell'attività		
Rif.	Fase	Rilevante
1	Raccolta acqua demineralizzata	No
2	Degasaggio acqua CC1	No
3	TurboGas TG11	Si
4	Caldaia GVR31	Si
5	Turbina a Vapore TV12	Si
6	Condensazione CC1	Si
7	Degasaggio acqua CC2	No
8	TurboGas TG21	Si
9	Caldaia GVR32	Si
10	Turbina a Vapore TV22	Si
11	Condensazione CC2	Si
12	Degasaggio acqua CC3	No
13	TurboGas TG31	Si
14	Caldaia GVR33	Si
15	Turbina a Vapore TV32	Si
16	Condensazione CC3	Si
17	Raffreddamento	No
18	Vasca di accumulo	Si
19	Vasca raccolta acque oleose	Si
20	Utenze sanitarie	Si
21	Raccolta acque sanitarie	Si
22	Compressori d'aria	No
23	Trasformatori	No
24	Sottostazione	No

4.3. Approvvigionamento e consumi

4.3.1. Combustibili

Sin dal 2003 il solo combustibile alimentato alle due turbine a gas TG11 e TG21 dei due cicli combinati CC1 e CC2 è il *gas naturale*. Da marzo 2006, oltre al gas naturale alimentato sin dal 2004, il Gruppo di produzione CC3 è alimentato anche con il *gas di sintesi (syngas)*. In Centrale è altresì utilizzato *gasolio* per le prove periodiche antincendio e per il gruppo elettrogeno di emergenza da circa 2,8 MW_t.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Il gas naturale è fornito da Snam Rete Gas mentre il gas di sintesi dall'adiacente Raffineria Eni R&M. Il gasolio è rifornito mediante autobotti.

Il gas di sintesi subisce un lavaggio in Raffineria fino ad un residuo di H₂S massimo di 50 mg/Nm³ ai fini di garantire modeste emissioni di SO₂ dopo combustione nella camera di combustione della turbina gas TG31 del gruppo CC3.

I consumi di gas naturale e gas di sintesi alla capacità produttiva, la percentuale di zolfo nel gas di sintesi, il potere calorifico inferiore e l'energia conseguentemente prodotta, sono indicati nella seguente tabella:

Combustibile	Consumo	Contenuto di S	PCI	Energia
	[t/anno]	[%]	[kJ/kg]	[MJ]
Gas naturale	927.117	-	46.473	43.085.930.072
Gas di sintesi	1.034.594	0,0006	14.085	17.572.254.534

Per quanto attiene i consumi di gasolio, questi non sono riferibili alla capacità produttiva essendo legati alle prove periodiche antincendio e per il gruppo elettrogeno di emergenza. La Società dichiara un consumo di gasolio di 0,2412 t nell'anno 2007 (PCI: 42.500 kJ/kg).

4.3.2. Materie prime ausiliarie

Le materie ausiliarie, chemicals e additivi del ciclo produttivo ed oli lubrificanti e diatermici, sono stoccati in contenitori idonei alle caratteristiche dei prodotti contenuti (fusti, tank, serbatoi, ecc.), presso aree di stoccaggio opportunamente allestite, dotate di sistemi di contenimento quali vasche e bacini, pendenze e pozzetti di raccolta, per limitare e confinare eventuali perdite e sversamenti di prodotti chimici. La seguente tabella riporta l'elenco delle materie prime utilizzate in Centrale e i relativi consumi alla capacità produttiva. La tabella riporta, altresì, alcune delle caratteristiche di tali sostanze.

Sostanza	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Classe di Pericolosità	Consumo ²
				[kg/anno]
Deossigenante	4, 9, 14	Liquido	Irritante	16.254
Fosfati	4, 9, 14	Liquido	Corrosivo	8.928
Ammine	4, 9, 14	Liquido	Corrosivo	25.277
Detergenti	3, 8, 13	Liquido	Irritante	1.145
Ipoclorito di sodio	17	Liquido	Corrosivo	13.760
Acido solforico	17	Liquido	Corrosivo	15.156
Disperdente	17	Liquido	Nessuna	904
Magnesio organico	14	Liquido	Nessuna	12.000
Antincrostante	-	Liquido	Nessuna	5.495
Olio di lubrificazione	Tutte le fasi	Liquido	Nessuna	20.491

² Il dato di consumo annuale alla capacità produttiva è stato ricavato a partire dai consumi storici del 2007 di ciascuna sostanza (Scheda B.1.1), sfruttando la seguente proporzione: consumo (capacità produttiva) = consumo (al 2007) x (26.280 h/ 22.957), in cui 22.957 h rappresenta il complessivo numero di ore di esercizio dei tre gruppi registrate al 2007 (somma di 8.449 h del CC1, 6.756 h del CC2 e 7.752 del CC3) mentre 26.280 h rappresenta il complessivo massimo numero di ore annuali dei tre gruppi (somma di 8.760 h del CC1, 8.760 h del CC2 e 8.760 h del CC3). Per ulteriori informazioni si rimanda ai contenuti della Scheda B.1.2.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Relativamente alle aree di stoccaggio di materie prime sono identificate le seguenti aree, dimensioni e caratteristiche:

Area	Identificazione	Capacità [m ³]	Superficie [m ²]	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità [m ³]	Sostanza
M1	Vasca stoccaggio oli lubrificanti, diatermici	18,5	56	Fusti	1	Oli lubrificanti, diatermici
M2	Vasca stoccaggio Chemicals	18,5	56	Fusti	1	Chemicals
M3	Silos acido solforico	15	16	Silos	13	Acido solforico
M4	Silos ipoclorito di sodio	15	16	Silos	13	Ipoclorito di sodio
M5	Stoccaggio in linea area utilities	2	4	Tank	1	Antincrostante
		2	4	Tank	1	Disperdente
M6	Stoccaggio in linea gruppo CC1	4,75	19	n.2 Tank	1	Deossigenante
				n.2 Tank	1	Fosfati
				n.2 Tank	1	Ammine
M7	Stoccaggio in linea gruppo CC2	4,75	19	n.2 Tank	1	Deossigenante
				n.2 Tank	1	Fosfati
				n.2 Tank	1	Ammine
M8	Stoccaggio in linea gruppo CC3	4,75	19	n.2 Tank	1	Deossigenante
				n.2 Tank	1	Fosfati
				n.2 Tank	1	Ammine
M9	Stoccaggio in linea detergenti per gruppo CC1	1	4	Tank	1	Detergenti
M10	Stoccaggio in linea detergenti per gruppo CC2	1	4	Tank	1	Detergenti
M11	Stoccaggio in linea detergenti per gruppo CC3	1	4	Tank	1	Detergenti
M12	Serbatoio gasolio per gruppo elettrogeno	1	10	Serbatoio	8	Gasolio

Le caratteristiche specifiche delle 12 aree sopra identificate sono:

Area	Contenimento
M1	Vasca (18,5 m ³) con pareti impermeabilizzate e antiolio, copertura in lamiera grecata, con struttura metallica portante di altezza pari a 4 m. Pendenza verso pozzetto di raccolta cieco
M2	Vasca (18,5 m ³) con pareti impermeabilizzate e antiolio, copertura in lamiera grecata, con struttura metallica portante di altezza pari a 4 m. Pendenza verso pozzetto di raccolta cieco
M3	Vasca in cemento (15 m ³), rivestita in vetroresina, e con pavimentazione antiacido. Pendenza verso pozzetto di raccolta cieco, con possibilità di azionamento deiettori per evacuazione verso vasca acque di processo
M4	Vasca in cemento (15 m ³), rivestita in vetroresina, e con pavimentazione antiacido. Pendenza verso pozzetto di raccolta cieco, con possibilità di azionamento deiettori per evacuazione verso vasca acque di processo
M5	n.2 vasche in cemento (2 m ³ ciascuna), rivestita in vetroresina, e con pavimentazione antiacido. Pendenza verso pozzetto di raccolta cieco, con possibilità di azionamento deiettori per evacuazione verso vasca acque di processo
M6	Vasca in cemento (4,75 m ³). Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca acque accidentalmente oleose
M7	Vasca in cemento (4,75 m ³). Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca acque accidentalmente oleose



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

M8	Vasca in cemento (4,75 m ³), con pendenza verso Vasca in cemento. Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca acque accidentalmente oleose
M9	Vasca in cemento (1 m ³), rivestita in vetroresina. Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca interrata lavaggio off-line dei compressori
M10	Vasca in cemento (1 m ³), rivestita in vetroresina. Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca interrata lavaggio off-line dei compressori
M11	Vasca in cemento (1 m ³), rivestita in vetroresina. Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca interrata lavaggio off-line dei compressori
M12	Vasca in cemento (1 m ³). Pendenza verso pozzetto di raccolta comunicante con vasca acque accidentalmente oleose. Serbatoio a doppia parete.

4.3.3. Risorse idriche

La CTE utilizza quantità limitate di acqua in quanto la condensazione del vapore in uscita da ciascuno dei tre GVR (GVR31, GVR32 e GVR33) è ottenuta tramite condensatori ad aria. Il raffreddamento dei macchinari principali degli impianti è invece realizzato mediante torri evaporative in circuito chiuso, per il quale è necessario solo un modesto reintegro dell'acqua persa per evaporazione.

La Centrale utilizza, per il proprio ciclo produttivo, acque ad uso industriale e civile:

Acqua ad uso industriale

- acqua demineralizzata (AP1) fornita dalla Raffineria Eni R&M per reintegro del ciclo termico in assetto cogenerativo, lavaggio compressori TurboGas e sistema di umidificazione aria ingresso compressore TurboGas (portata massima 250 m³/h);
- acqua grezza di superficie ad uso industriale (AP2) per reintegro torri di raffreddamento macchinari, raffreddamento spurghi e lavaggi industriali fornita dalla Raffineria Eni R&M (portata normale: 61 m³/h) che la preleva da due canali superficiali, Gattinera e Malaspina, di derivazione del canale Cavour alimentato dal fiume Sesia e dal fiume Ticino;

Acqua ad uso civile

- acqua da pozzo (AP3) fornita dalla Raffineria Eni R&M utilizzata in caso di disservizio dell'acquedotto;
- acqua potabile (AP4) da acquedotto pubblico (il collegamento è attivo dal 2005) per servizi igienici della Palazzina Uffici, della Portineria e della Cabina posta in Sottostazione Elettrica (portata normale 1 m³/h).

Per quanto riguarda l'acqua dell'impianto antincendio questa è utilizzata in circuito chiuso con portata massima in caso di utilizzo 300 m³/h.

La seguente tabella schematizza e riassume quanto sopra citato:

N.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Consumo annuo [m ³]	Contatori
AP1	Acqua demineralizzata da	1, 2,4,5,6	Igienico sanitario	-	

**Commissione Istruttoria IPPC****Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)**

	Raffineria Eni R&M	,7,9,10,11 ,12,14,15, 16	Industriale	Processo	2.628.000 ³	Contatori di proprietà Eni R&M
				Raffreddamento	-	-
			Altro		-	-
AP2	Acqua grezza da Raffineria Eni R&M	17,,3,4,5,8, 9,10,13,14, 15	Igienico sanitario		-	-
				Processo	-	-
			Industriale	Raffreddamento	257.588	Contatori di proprietà Eni R&M
			Altro	-	-	-
AP3	Acqua di pozzo da Raffineria Eni R&M	20, 21	Igienico sanitario		4.099	Contatori di proprietà Eni R&M
			Industriale	Processo	-	-
				Raffreddamento	-	-
			Altro		-	-
AP4	Acqua potabile da acquedotto	20, 21	Igienico sanitario		3.680	SI
			Industriale	Processo	-	-
				Raffreddamento	-	-
			Altro		-	-

4.4. Aspetti energetici

La Centrale cogenerativa EniPower di Ferrera Erbognone produce energia elettrica ed energia termica mediante combustione di metano e syngas.

Nella seguente tabella sono riportati i dati di produzione di energia termica ed elettrica alla capacità produttiva:

Produzione di energia termica ed elettrica alla capacità produttiva							
Gruppo	Combustibile	Energia termica			Energia elettrica		
		Potenza termica di combustione	Energia prodotta ⁴	Quota ceduta a terzi	Potenza elettrica nominale	Energia prodotta	Quota ceduta a terzi
		[MW]	[MWh]	[MWh]	[MW _e]	[MWh]	[MWh]
CC1	Gas naturale	683	569.441	569.441	390	3.271.860	3.211.679
CC2	Gas naturale	683	569.441	569.441	390	3.271.860	3.211.679
CC3	Gasnaturale+syngas	462	462.000	284.720	250	1.932.456	1.887.780
Totale		1.828.000	2.108.102	1.423.602	1.310.000	8.476.176	8.311.138

³ Per la stima del consumo annuale di acqua demineralizzata alla capacità produttiva è stato ipotizzato un consumo della stessa di 300 t/h (dati di progetto - rif. SPC.N. 01-2A E 90095) per 8.760 h/anno.

⁴ I dati di energia termica prodotta, nel caso si considerino i gruppi CC1 e CC2, si riferiscono ai flussi di vapore prodotti ed esportati verso la Raffineria Eni R&M. In tal caso, il calcolo va fatto secondo la seguente espressione: 80 [t/h] (ipotesi di vapore prodotto ed esportato verso la Raffineria) x 8.760 [h/anno] x entalpia vapore [MWh/t]. Si consideri, inoltre, che i due Gruppi CC1 e CC2 possono esportare fino a 250 [t/h] di vapore verso la Raffineria R&M.

Nel caso del gruppo CC3, i dati di energia termica prodotta si riferiscono ai flussi di vapore prodotti ed esportati verso la Raffineria Eni R&M (solo da giugno 2010 come conseguenza degli interventi descritti al Paragrafo 5.4; si tratta quindi di una condizione afferente *l'impianto da autorizzare* descritto al Capitolo 5e non *l'impianto attuale* descritto al presente paragrafo) e ai flussi di vapore prodotti ed esportati verso il sistema di abbattimento degli NO_x (iniezione di vapore in camera di combustione). In tal caso, il calcolo va fatto sommando i risultati delle due seguenti espressioni: 93,6 [t/h] (vapore prodotto ed esportato verso la camera di combustione del TG31 del CC3) x 8.760 [h/anno] x entalpia vapore [MWh/t] e 40 [t/h] (ipotesi di vapore prodotto ed esportato verso la Raffineria) x 8.760 [h/anno] x entalpia vapore [MWh/t]. Si precisa che il gruppo CC3 può esportare fino a 100 t/h di vapore verso la Raffineria R&M.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Nella seguente tabella sono riportati i dati dei consumi di energia alla capacità produttiva:

Consumi di energia termica ed elettrica alla capacità produttiva					
Gruppo	Energia termica consumata ⁵	Energia elettrica consumata	Prodotto principale	Consumo termico specifico ⁶	Consumo elettrico specifico ⁷
	[MWh]	[MWh]		[kWh/unità]	[kWh/unità]
CC1	5.983.080	60.181	vap.+energ. elettr.	1,56	0,0157
CC2	5.983.080	60.181	vap.+energ. elettr.	1,56	0,0157
CC3	4.047.120	44.676	energ.elettr.+vap. ⁸	1,39	0,0154
Totale	16.013.280	165.038	-	-	00479

La Società dichiara che definire un valore di efficienza per la Centrale operante in modalità cogenerativa risulta complesso, ma soprattutto, poco rappresentativo della reale efficienza dell'impianto, giacché la quantità di vapore di media pressione inviato ad altri utilizzatori presenti all'interno dello Stabilimento multi societario è quindi dipendente non dalla capacità produttiva della Centrale EniPower, ma solo dalla richiesta dei vari utenti.

Per tale motivo fornisce l'efficienza dell'impianto valutato come operante in modalità di piena condensazione (dati consuntivi relativi all'anno 2007):

Efficienza dell'impianto in modalità di piena condensazione (anno 2007)		
Gruppo	Efficienza elettrica in pura condensazione [%]	Linea Guida IPPC
CC1	55,00	54 – 58 (nuovo)
CC2	54,50	54 – 58 (nuovo)
CC3	47,58	50 – 54 (esistente)

I gruppi CC1 e CC2 assicurano prestazioni conformi a quanto richiesto nella linea guida nazionale di riferimento per gli impianti di combustione di oltre 50 MW.

Il gruppo CC3, sebbene sia entrato in funzione nel 2004 (impianto nuovo ai sensi della definizione riportata in art. 2 del D.Lgs. 59/2005) è un impianto di vecchia generazione. Di conseguenza per valutare l'effettiva efficienza del gruppo si dovrebbe prendere come riferimento il range di rendimento indicato per gli impianti esistenti, ovvero 50-54% (Linee guida sui Grandi Impianti di Combustione). Questa tecnologia a ciclo combinato è stata scelta, in quanto con l'alimentazione a gas di sintesi garantisce condizioni più stabili ed affidabili rispetto a impianti a ciclo combinato di nuova generazione, come i gruppi CC1 e CC2. Il minor rendimento è però compensato da una notevole riduzione del consumo di una risorsa naturale (gas naturale) e dall'utilizzo di un gas derivato da residui di raffinazione.

Con riferimento all'anno 2010, la Società dichiara inoltre i seguenti rendimenti entalpici in assetto cogenerativo:

⁵ Energia termica associata al combustibile consumato (gas naturale per il CC1 e CC2 e gas naturale + syngas per il CC3).

⁶ Il consumo specifico di energia termica è stato calcolato mediante l'espressione: $E.T_{consumata} / (E.T_{prodotta} + E.E_{prodotta})$.

⁷ Il consumo specifico di energia elettrica è stato calcolato mediante l'espressione: $E.E_{consumata} / (E.T_{prodotta} + E.E_{prodotta})$.

⁸ Solo dal 2010 una parte del vapore prodotto è esportato verso la Raffineria Eni R&M (si rimanda alle descrizioni del Paragrafo 5.4 relativo all'assetto da autorizzare). La restante parte va in camera di combustione del TG31 associato al gruppo CC3 per l'abbattimento degli NO_x.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Rendimento entalpico in assetto cogenerativo	
Gruppo	Rendimento entalpico [%]
CC1	65,24
CC2	64,89

4.5. Emissioni

4.5.1. Emissioni in atmosfera

Le principali sorgenti di emissioni convogliate della Centrale di Ferrera Erbognone sono i tre camini E1, E2 ed E3 attraverso i quali i fumi di scarico delle turbine a gas, previo passaggio nel relativo GVR, vengono immessi in atmosfera. Un ulteriore punto di emissione convogliata in atmosfera è il camino di scarico del gruppo elettrogeno di emergenza a gasolio. I camini hanno le seguenti caratteristiche:

N. camino	Altezza dal suolo	Area sezione uscita	Coordinate piane WGS84		Monitoraggio in continuo
			Latitudine N	Longitudine E	
E1	80 m	31,7 m ²	45° 06' 00,8''	8° 52' 03,7''	si
E2	80 m	31,7 m ²	45° 05' 56,6''	8° 52' 01,3''	si
E3	80 m	25,1 m ²	45° 05' 52,7''	8° 51' 59,0''	si
Gruppo elettrogeno	-	-	45° 06' 00,7''	8° 52' 07,7''	no

I gruppi CC1 e CC2 non sono dotati sistemi di abbattimento delle emissioni in atmosfera, e le emissioni di NO_x sono ridotte con tecniche primarie quali i bruciatori a bassa emissione di NO_x. Il gruppo CC3 effettua invece l'abbattimento degli inquinanti tramite iniezione di vapore in camera di combustione.

In tal senso si precisa che, relativamente ai gruppi CC1 e CC2, in ottemperanza della prescrizione 7) del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 (presentazione di una proposta tecnico-economica di possibile adeguamento dell'impianto alle MTD), la Società ha provveduto a sostituire i precedenti bruciatori delle turbine a gas, TG11 e TG21, con bruciatori "VeLoNox", garantendo in tal modo una concentrazione oraria di NO_x pari a 30 mg/Nm³ (dal 2009 per il CC1 e dal 2010 per il CC2).

Relativamente al gruppo CC3, come citato in precedenza, sebbene entrato in funzione nel 2004 (*impianto nuovo* ai sensi della definizione riportata in art. 2 del D.Lgs. 59/2005), si tratta di un impianto di vecchia generazione. Questa tecnologia a ciclo combinato è stata scelta e implementata in quanto, con l'alimentazione a gas di sintesi, garantisce condizioni più stabili ed affidabili rispetto a impianti a ciclo combinato di nuova generazione, quali i gruppi CC1 e CC2.

Le emissioni alla capacità produttiva dichiarate dalla Società sono:

Camino	Gruppo	Portata fumi	Inquinanti	Flusso di massa ⁹	Concentrazione ¹⁰	O ₂
		[Nm ³ /h]		[Kg/anno]	[mg/Nm ³]	[%]

⁹ I flussi di massa degli inquinanti emessi alla capacità produttiva sono calcolati considerando un funzionamento in continuo di ciascun gruppo per 8.760 h/anno.

¹⁰ Le concentrazioni di inquinanti emessi alla capacità produttiva corrispondono ai valori autorizzati dal decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 e sono intese come medie orarie.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

E1	CC1	2.067.580	NO _x	905.784	50	15
			CO	543.120	30	
E2	CC2	2.067.580	NO _x	905.784	50	15
			CO	543.120	30	
E3	CC3	1.296.181	NO _x	567.648	50	15
			CO	453.768	40	
			SO _x	113.880	10	

La Società fornisce la stima¹¹ delle quantità in tonnellate di NO_x e CO emesse durante i transitori di avviamento e durante i transitori di fermata dei gruppi CC1 e CC2:

Tonnellate di NO _x e CO emesse da ciascuno dei due gruppi CC1 e CC2 durante un transitorio di avviamento	
Parametri inquinanti	[t]
NO _x (come NO ₂)	0,2
CO	10

Tonnellate di NO _x e CO emesse da ciascuno dei due gruppi CC1 e CC2 durante un transitorio di fermata	
Parametri inquinanti	[t]
NO _x (come NO ₂)	0,025
CO	0,5

4.5.2. Emissioni in corpo idrico

Le acque di scarico prodotte dalla Centrale a ciclo combinato EniPower sono convogliate agli impianti di trattamento della Raffineria Eni R&M e sono suddivise in tre categorie:

- acque accidentalmente oleose (avviate periodicamente allo scarico finale SC1 verso la Raffineria R&M): si tratta di acque reflue industriali di raccolta di tutte le perdite di olio dei trasformatori o di macchine rotanti,
- acque meteoriche e drenaggi di processo (avviate periodicamente allo scarico finale SC2 verso la Raffineria R&M): si tratta di un mix di acque meteoriche potenzialmente inquinate raccolte sulle aree coperte o piazzali, di acque di raffreddamento e acque reflue industriali,
- acque sanitarie (avviate periodicamente allo scarico finale SC3 verso la Raffineria R&M).

La Centrale EniPower non risulta, dunque, titolare di alcun punto di scarico in corpo idrico.

La Società fornisce le seguenti specifiche alla capacità produttiva:

Scarico finale	Recettore finale	Portata media annua [m ³]	Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa	Impianti trattamento	Temperatura e pH
SC1	Raffineria Eni R&M	n.d. ¹²	AI ¹³	3, 5, 8, 10, 13, 15	100	Periodico	-	-	-

¹¹ La stima è stata effettuata sulla base di studi di caratterizzazione effettuati su macchine simili della flotta EniPower.

¹² Dato non disponibile a seguito dei modesti volumi di scarico.

¹³ Acque reflue industriali.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

SC2	Raffineria Eni R&M	349.084	MI ¹⁴	Superfici asfaltate della Centrale	n.q. ¹⁵	Periodico	60.306,6	-	pH _{min} : 7,3 pH _{max} : 7,7
			AR ¹⁶	17	n.q. ¹⁷	Periodico	-	-	
			AI ¹⁸	4, 5, 9, 10, 14, 15	n.q. ¹⁹	Periodico	-	-	
SC3	Raffineria Eni R&M	6.796	AD ²⁰	20	100	Periodico	-	-	-

La Società dichiara, altresì, che la modalità di scarico periodica è tale che il refluo viene raccolto in una vasca di accumulo e periodicamente, tramite pompe di rilancio dedicate, conferito al sistema di trattamento della Raffineria Eni R&M secondo il seguente schema:

¹⁴ Acque meteoriche potenzialmente inquinate.

¹⁵ Dato non quantificabile o stimabile.

¹⁶ Acque di raffreddamento.

¹⁷ Dato non quantificabile o stimabile.

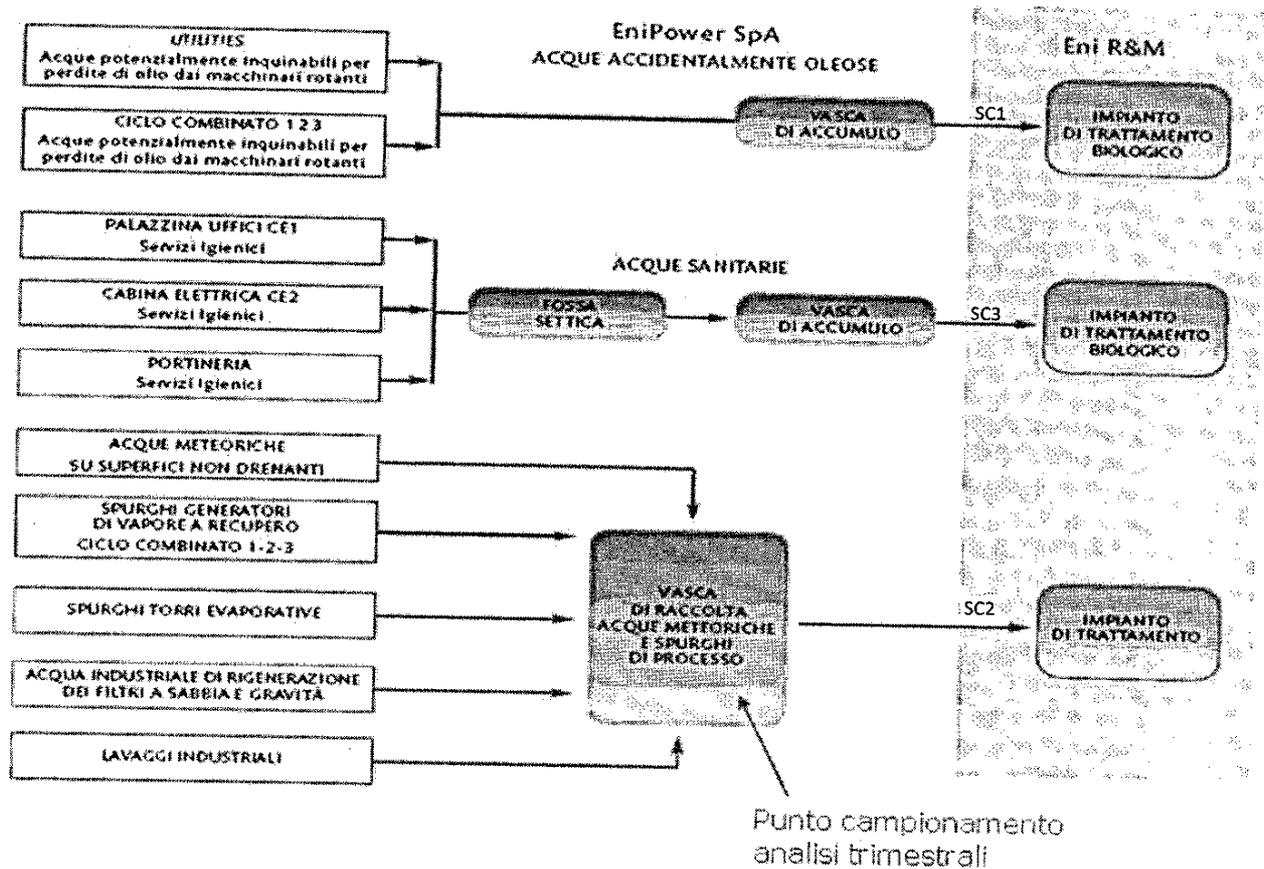
¹⁸ Acque reflue industriali.

¹⁹ Dato non quantificabile o stimabile.

²⁰ Acque reflue assimilate a quelle domestiche.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)



Tra la Raffineria Eni R&M e la Centrale a ciclo combinato EniPower è in vigore una convenzione che prevede il servizio di depurazione reflui da parte della Raffineria e dove sono definiti valori-limite (di riferimento) per il conferimento dei reflui al limite di Stabilimento.

Sulla base della convenzione sopra citata, per il solo scarico finale SC2, i parametri inquinanti soggetti al controllo periodico trimestrale, per la verifica di ottemperanza ai limiti richiesti dalla Raffineria R&M, sono:



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Prova	Un.Mis.	Metodo	Prova	Un.Mis.	Metodo
pH	unità pH	APAT CNR IRSA 2060 Man 29 2003	Solfuri	mg/l	APAT CNR IRSA 4160 Man 29 2003
Conducibilità elettrica a 20 °C	US/cm	UNI EN 27888:1995	Fenoli	mg/l	APAT CNR IRSA 5070 A2 Man 29 2003
Solidi sospesi totali	mg/l	APAT CNR IRSA 2090 B Man 29 2003	Idrocarburi totali	mg/l	APAT CNR IRSA 5160 B2 Man 29 2003
COD	mgO ₂ /l	APAT CNR IRSA 5130 Man29 2003	Alluminio	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto ammoniacale	mgNH ₄ /l	M.U. 65:01	Cadmio	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto nitrico	mgN/l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Ferro	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto nitroso	mgN/l	APAT CNR IRSA 4050 Man 29 2003	Manganese	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cianuri totali	mg/l	UNICHIM 2251:2008	Nichel	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cloro attivo	mg/l	APAT CNR IRSA 4080 Man 29 2003	Piombo	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cloruri	mgCl/l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Rame	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cromo VI	mg/l	APAT CNR IRSA 3150 C Man 29 2003	Zinco	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Fluoruri	mgF/l	M.U. 63:01	Stagno	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Fosforo totale	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000	Arsenico	mg/l	MIP P-PRO-041rev 4 2007
Solfati	mgSO ₄ /l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Solventi org. aromatici (#)	mg/l	EPA 5030 C 2003 + EPA 8260 C 2008
Solfiti	mg/l	APAT CNR IRSA 4150 A Man 29 2003	Solventi org. clorurati (§)	mg/l	EPA 5030 C 2003 + EPA 8260 C 2008

La Società dichiara, altresì, che le concentrazioni di inquinanti dello scarico SC2 sono di norma inferiori ai limiti per lo scarico in acque superficiali di cui in Tabella 3, Allegato 5 alla Parte Terza del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

4.5.3. Produzione di rifiuti

I rifiuti prodotti dalla centrale EniPower derivano da attività di manutenzione e pulizie tipicamente discontinue; nessun rifiuto viene generato dal processo produttivo essendo utilizzati come combustibili solo gas naturale e gas petrolchimico (syngas) che non producono scorie. Pertanto, la quantità di rifiuti prodotti non è un dato costante negli anni, ne tantomeno un dato funzione della capacità produttiva, bensì un dato funzione delle sole attività manutentive svolte.

La Società si avvale delle disposizioni sul *deposito temporaneo* previste dalla lettera m), comma 1, art. 283, Parte IV, Titolo I del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. A tale scopo all'interno delle aree di pertinenza della Centrale è stata adibita a deposito temporaneo una piazzola ecologica recintata e pavimentata, presso la quale sono stoccati i rifiuti speciali prodotti prima dell'avvio a destinazione finale. I rifiuti a deposito sono imballati in contenitori (tutti chiusi o coperti) idonei alle caratteristiche chimico-fisiche e di pericolosità dei rifiuti contenuti ed opportunamente etichettati. Le aree di stoccaggio di rifiuti liquidi e di rifiuti pericolosi sono dotate di copertura di protezione dagli agenti atmosferici, di pavimentazione impermeabilizzata e di bacini/vasche di contenimento di eventuali perdite e sversamenti di sostanze pericolose.

Inoltre, in stabilimento viene effettuata la raccolta differenziata di carta, plastica, legno, ferro e acciaio, pile esauste, toner e nastri per stampanti, raccolti in fusti o cassonetti dedicati.

La piazzola ecologica adibita a deposito temporaneo è stata allestita in modo da garantire il raggruppamento dei rifiuti speciali in categorie omogenee e da evitare la miscelazione o il contatto, anche accidentale, tra rifiuti incompatibili.

In particolare, sono state predisposte n.4 aree di adibite a deposito:

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	Area R1	3 m ³	20 m ²	Area pavimentata,	130205*, 130802*



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

				impermeabilizzata, dotata di tettoia e bacino di contenimento, dedicata allo stoccaggio di oli esausti ed emulsioni in tank	
2	Area R2	10 m ³	80 m ²	Area pavimentata e recintata, dedicata allo stoccaggio di materiale ferroso in benne coperte	170405, 150104
3	Area R3	120 m ³	360 m ²	Area pavimentata e recintata, dedicata allo stoccaggio di imballaggi ed altre tipologie di rifiuti in cassoni scarrabili chiusi	150106, 150202*, 150203, 150103
4	Area R4	18 m ³	80 m ²	Area pavimentata impermeabilizzata e recintata, provvista di tettoia, dedicata allo stoccaggio di apparecchiature fuori uso, batterie esauste, altri materiali isolanti ed altre tipologie di rifiuti in contenitori idonei	160214, 160601*, 160602*, 200121*, 080318, 160107*, 161106; 170603*

La capacità complessiva di tali aree ammonta a 151 m³, così suddivisa:

- rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento: 10 m³
- rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento: 31 m³
- rifiuti pericolosi destinati al recupero: 37 m³
- rifiuti non pericolosi destinati al recupero: 73 m³
- rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno: 0 m³

La tipologia dei rifiuti prodotti è quella riportata nella tabella seguente relativamente all'anno 2007.

Produzioni di rifiuti (parte storica: 2007)							
CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità [t]	Fase di provenienza	Deposito		
					N. Area	Modalità	Destinazione
060314	Sali e loro soluzioni, diversi da quelli di cui alle voci 060311 e 060313	solido	0,23	Operazioni di manutenzione (*)	R3	Fusti	D15
080111*	Pinture vernici di scarto contenenti solventi organici od altre sostanze pericolose	liquido	0,16	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Fusti	D15
080318	Toner per stampa esauriti, diversi da quelli di cui alla voce 080317	solido	0,05	Attività di Ufficio	R3	Fusti	D15
130205*	Scarti olio minerale e motori, ingranaggi, lubrificazione non clorurati	liquido	1,19	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16	R1	Fusti	R13
130802*	Altre emulsioni	solido	8,72	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16	R1	Fusti	D15
150102	Imballaggi in plastica	solido	0,13	Tutte	R3	Cassoni	D15
150103	Imballaggi in legno	solido	13,19	Tutte	R3	Cassoni	R13
150104	Imballaggi metallici	solido	29,92	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16	R2	Cassoni	R13
150106	Imballaggi di materiale misto	solido	15,93	Tutte	R3	Cassoni	D15
150110*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminate da tali sostanze	solido	1,17	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Fusti	D15
150202*	Absorbenti, materiali filtranti (inclusi i filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci,	solido	5,48	Operazioni di manutenzione (*)	R3	Cassoni	D15



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

	indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose						
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da 150202	solido	2,05	Operazioni di manutenzione (*)	R3	Cassoni	D15
160107*	filtri dell'olio	solido	-	Operazioni di manutenzione (*)	R3	Fusti	D15
160114*	Liquidi antigelo contenenti sostanze pericolose	liquido	-	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Fusti	D15
160214	apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci 160209 e 160213	solido	0,32	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Cassoni	D15
160305*	rifiuti inorganici, contenenti sostanze pericolose	solido	0,79	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Fusti	D15
160601*	batterie al piombo	solido	-	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Cassoni	R13
160602*	batterie al nichel - cadmio	solido	-	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Cassoni	D15
161106	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diverse da quelli di cui alla voce 161105	solido	0,56	Operazioni di manutenzione (*)	R3	Fusti	D15
170107	Miscuglio di scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche diverse da quelle di cui alla voce 170106	solido	-	Attività di cantiere	R3	Cassoni	D15
170405	Ferro ed acciaio	solido	21,40	Tutte	R2	Cassoni	R13
170603*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose	solido	9,19	2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16	R4	Big Bag	D15
200121*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	solido	-	Operazioni di manutenzione (*)	R4	Cassoni	D15
200304	Fanghi delle fosse settiche	Liquido	25,12	21	Smaltiti immediatamente dopo produzione	-	D8
170904	Rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 170901, 170902 e 170903	Solidi	41,38	Attività di cantiere	Smaltiti immediatamente dopo produzione	-	D15
170504	Terre e rocce diverse da quelle di cui alla voce 170503	Solidi	5.894,66	Attività di cantiere	Smaltiti immediatamente dopo produzione	-	D1
170302	Miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 170301	Solidi	375,28	Attività di cantiere	Smaltiti immediatamente dopo produzione	-	D15

La nota (*) indica che i rifiuti provengono da attività manutentive svolte su tutto il complesso impiantistico della Centrale, motivo per il quale risulta difficile individuare una specifica fase di provenienza.

Nell'ambito della gestione del deposito temporaneo, la Società dichiara di avvalersi del *criterio temporale* ai sensi del punto 2), lettera m), comma 1, art. 283, Parte IV, Titolo I del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e che, pertanto, ogni CER a deposito è avviato a destinazione finale una volta raggiunto il limite di giacenza di tre mesi dal momento della raccolta e della messa a deposito.

Le operazioni di trasporto e smaltimento dei rifiuti sono eseguite avvalendosi di ditte autorizzate a norma di legge. Tutto l'iter di smaltimento, dalla compilazione della RdA (richiesta di acquisti) alla emissione dell'ordine è oggetto di specifici controlli di cui è mantenuta evidenza dalle unità preposte ai controlli stessi.

Per i contratti di smaltimento ed assistenza EniPower fa ricorso a fornitori qualificati per i quali i Gestori dei Contratti non abbiano segnalato feed-back negativi, e privilegia:



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- i fornitori che garantiscono il maggior recupero dei rifiuti (a materia prima secondaria o energetico);
- i fornitori in grado di trattare una vasta gamma di rifiuti prodotti;
- i fornitori che garantiscono trasporti di rifiuto i più brevi possibili;
- i fornitori che non prevedono lo smaltimento/recupero con codici D15 o R13;
- i fornitori che presentino tipologie di recupero dei rifiuti autorizzate con procedura ordinaria e non semplificata;
- i fornitori che sono in possesso di certificazioni dei sistemi di gestione.

4.5.4. Inquinamento acustico

Così come specificato nella Scheda B.14 e nell'Allegato B.24 dell'istanza di autorizzazione, relativamente al gruppo produttivo CC1, sono state individuate le seguenti sorgenti di rumore, selezionate, sia in base alla loro importanza nell'impianto, sia in base a criteri acustici che tengono conto non solo del livello di emissione, ma anche delle loro dimensioni fisiche:

- Camino
- Caldaia
- Turbina a gas
- Pompe alimento acqua caldaia
- Turbina a vapore
- Condensatore e pompe del condensato
- Trasformatore elevatore
- Torre di raffreddamento
- Impianto acqua demineralizzata.

La scheda B.14 riporta, in particolare, i risultati dei rilievi puntuali effettuati sul gruppo cogenerativo CC1 (giacché il gruppo CC2 è il medesimo impianto del CC1 mentre il gruppo CC3 ha dimensioni inferiori) ai fini di una caratterizzazione acustica di tutte le sorgenti ad esso afferenti. Così come specificato nell'Allegato B.24, le caratteristiche acustiche di ciascuna sorgente sono espresse in termini di spettro in frequenza in bande d'ottava del livello di potenza sonora e gli spettri possono essere utilizzati per la realizzazione di simulazioni numeriche con un adeguato programma. La Centrale EniPower è un impianto a ciclo continuo e di conseguenza le pressioni sonore prodotte dalle sorgenti durante le ore diurne coincidono con quelle prodotte nelle ore notturne.

Le sorgenti sonore più impattanti prodotte dalla Centrale elettrica EniPower sono all'interno di edifici contenitivi, che consentono un idoneo abbattimento del rumore.

In data 29/03/11, il Comune di Ferrera Erbognone ha emanato il Piano di Zonizzazione Acustica, con i criteri contenuti nella Deliberazione della Giunta Regionale 8 marzo 2002, n. 7/8313 dalla quale si evince che il territorio della Centrale EniPower ricade in classe acustica VI "*Aree esclusivamente industriali*".

Sulla base di rilevazioni effettuate su ricettori esterni in campagne di misure effettuate nel 2005 e nel 2008, considerata la recente zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone, la Società dichiara che i *limiti assoluti di immissione* diurno e notturno per la classe di appartenenza vengono rispettati in tutte le postazioni di misura individuate in prossimità dei ricettori.

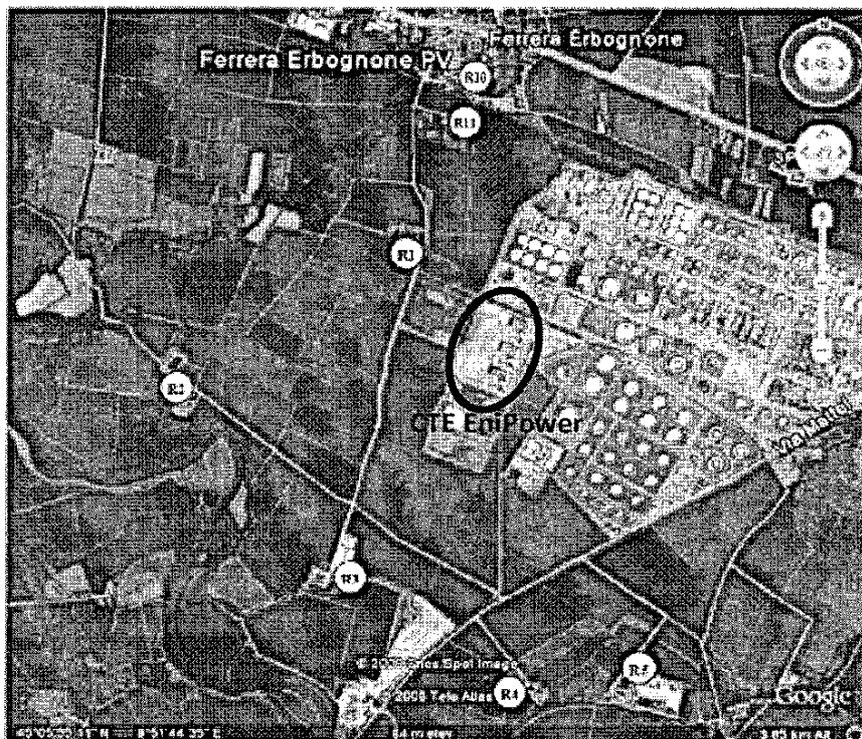


Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

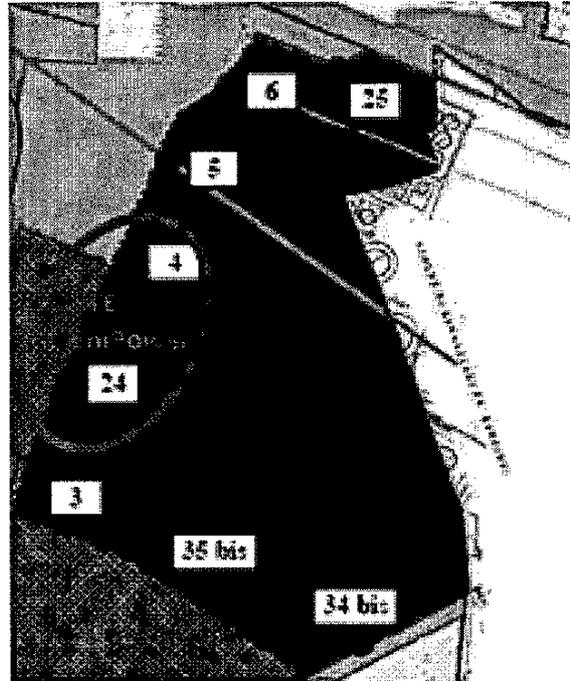
I valori riscontrati, secondo quanto dichiarato dalla Società, sono inoltre inferiori ai *limiti differenziali* ante e post operam.

I ricettori, identificati dalla Società nell'Allegato B.24 all'istanza di autorizzazione, sono riassunti nella seguente tabella e individuati nell'immagine sottostante:

Ricettore (punto di misura)	Descrizione
R1	Cascina Furiosa
R2	Cascina Gattinera
R3	Cascina La Corradina
R4	Cascina Rivolta
R5	Cascina Allevi
R10	Presso casa di riposo anziani - Ferrera Erbognone
R11	Presso campo sportivo - Ferrera Erbognone



Inoltre, sulla base di rilevazioni effettuate sul perimetro esterno della Centrale EniPower in campagne di misura del 2011, considerata la recente zonizzazione acustica del Comune di Ferrera Erbognone, la Società dichiara che sono rispettati anche i *valori limite di emissione* in corrispondenza dei punti di misura n.4 e n.24 posti ai confini ovest di pertinenza della Centrale così come individuati nella seguente immagine ripresa dalla slide n. 58 della presentazione allegata al verbale della riunione con il Gruppo Istruttore del 20/06/2012.



4.5.5. Contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Suolo e sottosuolo

Le analisi effettuate sui terreni prima della costruzione, contenute nello Studio di Impatto Ambientale della Centrale, hanno dimostrato che gli stessi non sono contaminati.

Per evitare qualsiasi tipo di sversamento sul suolo tutti i serbatoi contenenti prodotti chimici ed olio di lubrificazione sono fuori terra e dotati di bacino di contenimento per la massima capacità; non sono presenti serbatoi interrati. Le aree in cui sono presenti i bacini sono oggetto di presidio visivo e strumentale a cura del personale di impianto. Il Gestore, pertanto, esclude il rischio di inquinamento di suoli da parte di depositi di materiali con sostanze pericolose.

Gli sversamenti su terreno pavimentato, cordolato e dotato di rete fognaria vengono raccolti in due possibili tipologie di vasche:

- vasche di contenimento semplici;
- vasche di contenimento con pompe di rilancio o eiettori.

Nel caso di vasche di contenimento semplici (quali quella del serbatoio diesel ed alcuni sistemi di dosaggio chimico di impianto), il Responsabile di turno, in accordo con il Reperibile di Direzione, valuta, in base all'entità dello sversamento e ad al suo impatto ambientale, le azioni del caso e la necessità di contattare una ditta specializzata in autospurghi.

Nel caso di vasche di contenimento dotate di pompe di rilancio o eiettori (quali quelle in corrispondenza dei trasformatori elevatori e di parte del dosaggio chimico di torre) il Responsabile di turno sospende il rilancio e in accordo con il Reperibile di Direzione in base all'entità dello sversamento stabilisce le azioni del caso.

Gli sversamenti su terreno nudo vengono distinti in *non rilevanti* e *rilevanti*.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Gli sversamenti su terreno nudo sono da considerarsi *non rilevanti*, quando per loro tipologia e quantità (meno di 2-3 m³ circa) non sono suscettibili di rapide infiltrazioni nel suolo con possibilità di inquinamento della falda. In caso di spandimento non rilevante il Responsabile di turno richiede il tempestivo ripristino ambientale emettendo un apposito avviso di lavoro.

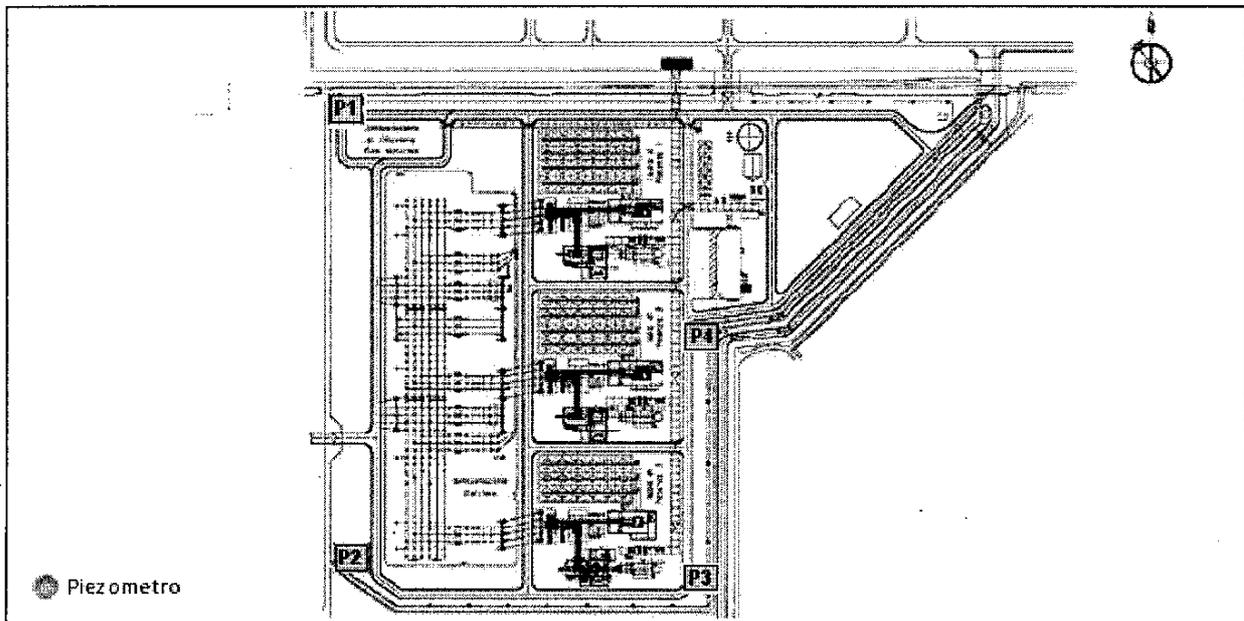
In caso di spandimenti *rilevanti* il Responsabile di turno procede al più presto, e comunque entro e non oltre le 24 ore, in collaborazione con il Reperibile di Direzione alla compilazione del Modulo di Segnalazione secondo quanto indicato nella Procedura di Stabilimento per la gestione delle non conformità, delle azioni correttive e delle azioni preventive.

Una volta provveduto a mettere in sicurezza l'area si provvederà al suo risanamento e sarà cura dell'Impresa Esterna specializzata, sulla base delle informazioni raccolte (idrogeologia dell'area, entità della contaminazione, potenziali rischi indotti per l'ambiente circostante, ecc.) selezionare la più opportuna tecnologia di bonifica per i terreni insaturi e l'acquifero sotterraneo.

Acque sotterranee

L'acquifero freatico nell'area della Centrale è posto ad una quota di circa 80 m dal piano campagna ed ha una direzione di deflusso verso sud-sudest.

La Centrale EniPower è dotata di una rete di piezometri per monitorare eventuali effetti della propria attività.



Le analisi effettuate da laboratorio qualificato sui campioni di acqua di falda prelevati dai suddetti piezometri nell'anno 2007 hanno confermato l'assenza di inquinanti provenienti dal processo.

La Centrale utilizza quantità limitate di acqua in quanto la condensazione del vapore è ottenuta tramite condensatori ad aria. Anche il raffreddamento dei macchinari è realizzato mediante torri



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

evaporative in circuito chiuso per il quale è necessario soltanto un modesto reintegro dell'acqua evaporata. Nell'anno 2007 si è registrato un prelievo di acqua da pozzo pari a circa 3.500 m³.

Il Gestore esclude il rischio di inquinamento delle acque di falda da percolazione di sostanze pericolose conseguente ad accumuli temporanei di materiali di processo o a deposito di rifiuti così come il rischio di inquinamento delle acque di falda da percolazione di sostanze pericolose attraverso la movimentazione di suoli contaminati

4.5.6. Sorgenti di odori

Le attività produttive del Sito EniPower di Ferrera Erbognone non generano odori percepibili all'esterno né ricaduta di polveri.

4.5.7. Altre forme di emissioni

Vibrazioni

Per quanto attiene gli aspetti legati alle vibrazioni, il Gestore esclude possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio e possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio prodotte dal traffico indotto.

Radiazioni elettromagnetiche

I campi elettromagnetici presenti presso lo stabilimento sono radiazioni non ionizzanti generate dalla corrente alternata.

Nel luglio 2006 è stata eseguita un'indagine conoscitiva sull'inquinamento elettromagnetico presente nei locali e impianti dello stabilimento, compresa la sottostazione elettrica a 380 kV.

Le misure effettuate in prossimità delle apparecchiature elettriche hanno dato i seguenti risultati:

- nelle zone di permanenza continua del personale (uffici, sala controllo, officine) i valori sono di 0,1 – 0,3 μ T;
- nelle zone in cui opera occasionalmente il personale i valori sono sempre inferiore a 10 μ T;
- in alcune aree non presidiate in continuo ma soggette ad ispezioni e controlli periodici sono stati misurati valori di campo magnetico compresi tra 10 μ T e 100 μ T.

Il limite di legge in tali aree è di ben 500 μ T. Quando gli interventi in queste zone prevedono lo stazionamento del personale le apparecchiature che generano i campi magnetici sono fermate.

Relativamente alle radiazioni ionizzanti, non esistono sorgenti radioattive, all'interno della Centrale EniPower di Ferrera Erbognone.

Il Gestore dichiara che non vi è rischio di modifica dell'attuale distribuzione delle sorgenti di onde elettromagnetiche, con potenziali rischi conseguenti.

Inquinamento luminoso

Il Gestore dichiara che non vi è potenziale produzione di luce notturna in ambienti sensibili.

Amianto

Nel sito della Centrale EniPower di Ferrera Erbognone non sono presenti materiali contenenti amianto.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

PCB/PCT

Nel sito della Centrale EniPower di Ferrera Erbognone non sono presenti apparecchiature contenenti policlorobifenili (PCB).

Sostanze lesive dell'ozono

Il sito della Centrale EniPower di Ferrera Erbognone non sono utilizzati clorofluorocarburi in quanto i suoi agenti estinguenti negli impianti fissi e mobili (estintori) antincendio sono a polvere, CO₂ o Clean Agent - Argonite (argon + azoto). Inoltre i gas frigoriferi degli impianti di condizionamento sono stati sostituiti con gas a tutela dell'ozono stratosferico.

5. DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO DA AUTORIZZARE

La Società fa richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale per un impianto il cui assetto impiantistico prevede modifiche rispetto all'assetto nello stato attuale dichiarato in sede di presentazione dell'istanza di autorizzazione e descritto al precedente Capitolo 4.

Le modifiche all'assetto impiantistico attuale dichiarato con l'istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale, DSA-2008-0011889 del 30/04/2008, alcune delle quali già implementare ed esercite ed altre da completare e/o da avviare, sono:

- Installazione VeLoNox: installazione di bruciatori a bassa emissione di NO_x nelle camere di combustione dei gruppi di produzione cogenerativi a ciclo combinato CC1 e CC2.
- Alimentazione elettrica CED - Green Data Center: collegamento della sottostazione elettrica a 380 kV al nuovo centro di calcolo del gruppo Eni.
- Sistemazione area deposito e area imprese esterne: ammodernamento generale della aree di deposito materiali tecnici (con costruzione di nuovo magazzino) e di logistica delle ditte terze.
- Realizzazione nuova linea di esportazione vapore verso la Raffineria Eni dal GVR del Gruppo CC3: creazione di un collegamento per permettere l'esportazione di vapore tecnologico verso la Raffineria anche dall'unità CC3.

5.1. Installazione bruciatori "VeLoNox"

La Società, in ottemperanza della prescrizione di cui al punto 7 dell'art. 2 del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio n. 011/2002 del Ministero dell'Attività Produttiva, ha sostituito i bruciatori delle turbine a gas TG11 (del gruppo CC1) e TG21 (del gruppo CC2) con bruciatori del tipo "VeLoNox" (Very Low NO_x) in grado di abbattere sensibilmente le emissioni degli NO_x. I nuovi bruciatori sono stati installati durante la fermata generale di Aprile-Maggio 2009 nella TG11 e durante la fermata generale di Dicembre 2009-Gennaio 2010 nella TG21.

Il trend emissivo delle emissioni di NO_x, dichiarato a seguito della sostituzione dei bruciatori nei gruppi CC1 e CC2, è il seguente:

Camino	Concentrazioni di NO _x emesse ²¹		
	2009 [mg/Nm ³]	2010 [mg/Nm ³]	2011 [mg/Nm ³]
E1 (del CC1)	26,0	18,4	16,6

²¹ Concentrazioni di NO_x emesse al camino, intese come medie annuali e con tenore di O₂ nei fumi pari al 15%.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

E2 (del CC2)	38,6	21,3	18,4
---------------------	------	------	------

Le emissioni alla capacità produttiva dichiarate dalla Società sono:

Camino	Gruppo	Portata fumi [Nm ³ /h]	Inquinanti	Concentrazione ²²	Concentrazione ²³	O ₂ [%]
				(ante VeLoNox) [mg/Nm ³]	(post VeLoNox) [mg/Nm ³]	
E1	CC1	2.067.580	NO _x	50	30	15
			CO	30	30	
E2	CC2	2.067.580	NO _x	50	30	15
			CO	30	30	
E3	CC3	1.296.181	NO _x	50	50	15
			CO	40	40	
			SO _x	10	10	

Allo scopo di valutare la variazione degli impatti indotti dalla Centrale a seguito della adozione dei combustori VeLoNox sui gruppi CC1 e CC2, relativamente alle ricadute al suolo di cui al successivo Paragrafo 6.2, è stato simulato anche uno scenario denominato "futuro" in cui la concentrazione di NO_x alla emissione è ridotta fino a 30 mg/Nm³.

Per ciascuno dei gruppi CC1 e CC2, è stata, altresì, fornita l'incidenza percentuale delle emissioni di NO_x e CO durante i transitori (avviamento + fermata) rispetto alle emissioni totali (normale esercizio + transitori) nel triennio 2011:

Incidenza percentuale delle emissioni di NO _x e CO durante i transitori sul totale delle emissioni (Gruppo CC1)			
CC1	2009	2010	2011
% NO _x (transitori/totale)	1,3	0,9	1,0
% CO (transitori/totale)	97,7	93,4	93,2

Incidenza percentuale delle emissioni di NO _x e CO durante i transitori sul totale delle emissioni (Gruppo CC2)			
CC2	2009	2010	2011
% NO _x (transitori/totale)	0,3	1,1	1,1
% CO (transitori/totale)	95,4	98,0	92,1

5.2. Alimentazione elettrica CED - Green Data Center

Nell'ambito delle iniziative di sviluppo della Centrale cogenerativa a ciclo combinato di Ferrera Erbognone, EniPower ha avviato l'implementazione dell'intervento di collegamento della stazione 380 kV della Centrale con il nuovo CED (Centro Elaborazione Dati) di Eni R&M. Il completamento dell'intervento è atteso per fine 2012 - primo trimestre 2013.

In particolare, l'intervento comprende:

1. Installazione di due nuovi stalli all'interno della esistente stazione elettrica a 380 kV.

²² Le concentrazioni di inquinanti precedentemente emesse alla capacità produttiva corrispondono ai valori autorizzati dal decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 e sono intese come medie orarie.

²³ Si tratta delle concentrazioni emesse alla capacità produttiva dopo l'installazione del VeLoNox nelle turbine a gas TG11 (dal 2009) e TG21 (dal 2010) e sono intese come medie orarie.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

2. Realizzazione del collegamento fra i due stalli e due nuovi ATR 380/132 kV da 150 MVA tramite n. 2 terne di cavi in XLPE in appositi cunicoli interrati.
 3. Realizzazione di 2 nuove zone all'interno della centrale appositamente dedicate alla trasformazione AAT/MT e distribuzione dell'energia elettrica verso l'impianto CED. Ognuna delle 2 aree si comporrà di:
 - n. 1 (Tot n. 2) autotrasformatore ATR da 380/132 kV, 150 MVA, con apposita vasca di raccolta per eventuali sversamenti di olio e muri tagliafiamma in cls armato per confinamento degli ATR, aventi altezza 10 m circa;
 - n. 1 (Tot n. 2) sottostazione in GIS (Gas insulated station) di smistamento a 132 kV. Ogni GIS sarà collegato a un trasformatore/abbassatore 132/20 kV. Per ogni trasformatore, saranno realizzate fondazioni in cls armato ed opere accessorie quali vasca di raccolta per eventuali sversamenti d'olio e muri tagliafiamma in cls armato per confinamento dei trasformatori, aventi altezza 6 m circa.
- Per le 2 zone dedicate alle due sottostazioni, agli autotrasformatori ed ai trasformatori di alimentazione si prevede la realizzazione delle seguenti opere edili:
- Capannone prefabbricato per alloggiamento sezionatori e quadri elettrici;
 - Le aree dedicate alle 2 sottostazioni saranno confinate a mezzo di recinzione in rete metallica plastificata che riprende la tipologia della recinzione esistente nell'area della stazione 380 kV;
4. Realizzazione del collegamento dei due trasformatori 132/20 kV al nuovo impianto CED di Eni tramite due terne di cavi a 20 kV in cunicoli interrati.

Ai fini della prevenzione incendi si realizzerà un nuovo anello che collegherà entrambe le sottostazioni all'impianto antincendio esistente.

5.3. Sistemazione area deposito e area imprese esterne

Nell'ambito del progetto di ottimizzazione della gestione dei magazzini, la Società intende promuovere l'ammodernamento generale dell'area di deposito materiali tecnici, congiuntamente alla sistemazione dell'area, interna alla centrale, dedicata alla logistica delle imprese esterne. L'intervento non è ancora stato avviato e il suo completamento è atteso per il terzo trimestre del 2013.

In particolare, il progetto prevede i seguenti interventi:

- costruzione di un nuovo capannone da adibire a magazzino;
- sistemazione del magazzino esistente;
- costruzione di una piazzola di lavaggio coperta;
- sistemazione dell'area scoperta adibita a deposito e alle imprese esterne.

Sistemazione area stoccaggio oli e chemicals



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Relativamente alla sistemazione del magazzino esistente, la zona dedicata allo stoccaggio di oli minerali, lubrificanti e chemicals, ad oggi aperta sui lati, sarà chiusa su due lati con rete metallica, e l'accesso sarà dotato di cancello in rete metallica, di dimensioni tali da consentire la movimentazione dei fusti e dei bulk mediante carrello elevatore.

Sarà mantenuta la pavimentazione attuale, realizzata in cemento armato, dotata di due vasche di contenimento per la raccolta di eventuali perdite e sversamenti, una dedicata agli oli e l'altra ai chemicals.

Sistemazione area scoperta deposito e area deposito piping

Per quanto attiene il progetto di sistemazione dell'area scoperta adibita a deposito e alle imprese esterne, si prevede la realizzazione delle seguenti opere per il miglioramento dell'area scoperta del magazzino:

- Pavimentazione circostante il capannone, di circa 1.800 m², realizzata in asfalto, con dovuta pendenza al fine di favorire il convogliamento delle acque meteoriche di dilavamento verso caditoie e, quindi, verso la canalina di scolo realizzata in calcestruzzo;
- Pavimentazione dei percorsi carrai, di circa 1.000 m², realizzata in calcestruzzo, dotata di rete elettrosaldata, e anch'essa con pendenza idonea per il convogliamento delle acque meteoriche verso caditoie fino alla canalina di scolo in calcestruzzo;
- Pavimentazione delle piazzole destinate al deposito del piping, di circa 2.000 m², di tipo drenante e realizzata con pietrisco di cava frantumato;
- Realizzazione di rete di approvvigionamento acqua potabile e della rete fognaria di raccolta delle acque meteoriche e igienico-sanitarie;
- Rifacimento della recinzione esterna;
- Ampliamento dell'impianto di illuminazione stradale per coprire tutta l'area deposito;
- Installazione di telecamere di sicurezza.

5.4. Realizzazione nuova linea di esportazione vapore verso la Raffineria Eni

Nell'ambito del progetto denominato "Flessibilizzazione dei cicli combinati", avviato nel 2007, si è predisposto il ciclo combinato CC3 per l'esportazione di vapore MP all'adiacente Raffineria Eni R&M a supporto dei gruppi CC1 e CC2 nei periodi di fermata/indisponibilità. L'intervento è stato completato nel giugno 2010 ed è già attivo.

Tale modifica del CC3 garantisce un'adeguata sicurezza di approvvigionamento di vapore MP alla Raffineria, evitando critiche indisponibilità, in previsione delle più frequenti fermate dei gruppi di produzione che si avranno con l'attuazione di una maggiore flessibilità e modularità dell'assetto produttivo e del ciclaggio degli impianti CC1 e CC2.

Il vapore MP (in media pressione) viene prelevato dalla linea vapore in uscita dall'RH del GVR3 e, dopo adeguato ottemperamento (condizioni operative: 15 bar e 250 °C), viene immesso nella linea vapore di esportazione attraverso la linea di vapore MP che da CC1 e CC2 alimenta il TG3 per la Steam Injection.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

5.5. Implicazioni ambientali delle modifiche da autorizzare

La Società ha fornito la seguente tabella riassuntiva delle implicazioni ambientali associate alle modifiche da autorizzare:

Matrice ambientale	Modifiche da autorizzare			
	VeLoNox	Alimentazione CED	Magazzino	Esportazione vapore CC3
Aria	Riduzione valori massimi NO _x nei fumi da 50 mg/nm ³ a 30 mg/nm ³ (solo CC1 e 2)	Nessuna emissione	Nessuna emissione	Nessuna emissione
Acqua	N.A.	Nessun consumo o scarico	Nessuna variazione di consumo o scarico significativa	Nessuna variazione di consumo o scarico
Suolo	N.A.	Terre scavate gestite in conformità a D.Lgs 152	Terre scavate gestite in conformità a D.Lgs 152	N.A.
Rendimento	Nessuna variazione	N.A.	N.A.	Nessuna variazione di rendimento exergetico
Rifiuti	N.A.	Nessun incremento	Nessun incremento significativo	N.A.
Rumore/Vibrazioni	N.A.	Nessun incremento	N.A.	N.A.
Inquinamento elettromagnetico	N.A.	Campo E/M verso recettori sensibili non modificato	N.A.	N.A.
Odori	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Inquinamento luminoso	N.A.	Nessun incremento	Nessun incremento	N.A.
Paesaggio	N.A.	Altezze non superiori ad apparecchiature circostanti	Altezze non superiori ad apparecchiature circostanti	N.A.

5.6. Nuovi minimi tecnici

Di seguito sono riportati i nuovi minimi tecnici comunicati per complesso Turbina a gas/Generatore elettrico di ciascuno dei tre gruppi di produzione CC1, CC2 e CC3:

Gruppo	Nuovi Minimi tecnici ²⁴
	[MW _e]
CC1	100 ²⁵

²⁴ Nuovi minimi tecnici comunicati dalla Società il 20/06/2012 in sede di riunione con il Gruppo Istruttore.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

CC2	110
CC3	100

6. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

6.1. Introduzione

L'area interessata dal complesso petrolchimico fa parte della regione agraria della Lomellina, porzione di pianura a Nord del Po che comprende diversi piccoli centri, con forti tradizioni rurali, nei quali negli ultimi decenni si sono innestate attività industriali anche di notevole importanza, come nel caso di Ferrera Erbognone e di Sannazzaro de' Burgondi. Altre aree urbane da segnalare sono Lomello, importante centro risicolo, Ottobiano, Scaldasole, Domo, Pieve Albignola e Semiana.

All'interno del sito industriale, il perimetro dello stabilimento EniPower ricade completamente entro i confini del territorio comunale di Ferrera Erbognone.

I limiti amministrativi del Comune di Ferrera Erbognone confinano con quelli dei Comuni di Sannazzaro de' Burgondi (a est), Mezzana Bigli (a sud), Pieve del Cairo, Galliavola, Lomello ed Ottobiano (a ovest), Scaldasole e Valeggio (a nord); nel centro abitato principale, sede del Municipio.

L'ambito comunale è costituito dal centro principale, in cui si concentra la maggior parte del paese, e da alcune case coloniche e cascine isolate distribuite sul comprensorio, che denotano la vocazione agricola dell'area.

Il territorio si mantiene pressoché pianeggiante, salvo la scarpata morfologica del Torrente Agogna, ubicata nel settore centrale meridionale della Lomellina, che borda le porzioni sud e ovest del Comune di Ferrera Erbognone occupando una superficie di circa 19 km².

Il territorio comunale è attraversato da due corsi d'acqua principali: il Torrente Erbognone, rettificato artificialmente lungo il suo corso all'interno del centro abitato, attraversandolo con un percorso semicircolare per confluire nel Torrente Agogna il quale, scorrendo in direzione NNO-SSE, segna anche il confine comunale tra Ferrera Erbognone, Pieve del Cairo e Galliavola.

Lo Stabilimento EniPower di Ferrera Erbognone ha una estensione di 160.420 m² di cui 7.804 m² coperti e fa parte di un complesso industriale integrato che sorge sul territorio dei comuni di Sannazzaro de' Burgondi e Ferrera Erbognone nella provincia di Pavia; il capoluogo dista dalla centrale circa 26 km. Oltre alla centrale termoelettrica oggetto della domanda di AIA ricadono nel complesso industriale la raffineria ENI R&M, i depositi ENI R&M di stoccaggio di petrolio grezzo e di GPL, lo stabilimento Air Liquide per l'approvvigionamento di ossigeno per l'impianto di gassificazione del TAR di Raffineria.

Nell'area attorno il complesso industriale, considerando un circonferenza di 5 km di raggio, sono presenti le aree urbane di Ferrera Erbognone (circa 2 km a nord) e di Sannazzaro de' Burgondi (circa 3 km a nordest), e sono quindi inclusi istituti scolastici, nonché altri sistemi, raggruppamenti o comunità di rilevanza sociale; non risultano essere presenti ospedali.

Le infrastrutture di trasporto principali sono:

²⁵ In sede di Conferenza di Servizi del 08/11/2012 il Gestore ha comunicato la variazione del minimo tecnico del gruppo CC1, sostituendo il precedente valore di 115 MW_e comunicato in data 20/06/2012.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- l'Autostrada A7 Milano - Genova, situata a circa 7 km ad est del sito in oggetto;
- la Strada Statale SS 211 della Lomellina, che collega Novara a Novi Ligure;
- la linea ferroviaria a binario singolo Pavia - Alessandria, ubicata a pochi metri dal confine settentrionale della raffineria;
- la Strada Provinciale SP 193/B Pavia - Alessandria, che corre parallela alla linea ferroviaria lungo il confine nord della Raffineria;
- la Strada Provinciale SP n. 28, che scorre da SO a NE lungo il lato meridionale della Raffineria.

Inquadramento geomorfologico

Dal punto di vista geomorfologico, il territorio in esame è inserito a nord nel settore meridionale del ripiano alluvionale terrazzato della Pianura Padana, definito come Superficie Fondamentale della Pianura o Piano Generale Terrazzato, ed a sud e sud-ovest nella valle fluviale del Torrente Agogna. Entrambe queste due zone si presentano pianeggianti e sono separate da una scarpata morfologica, in parte completamente antropizzata. L'altezza di tale scarpata in alcuni casi supera di poco i 10 m e divide il territorio in due: la parte Nord topograficamente la più elevata, si presenta con quote comprese tra i 92 e gli 81 metri s.l.m. (procedendo da nord verso sud), la parte ribassata (posta ai piedi della scarpata) ha quote comprese tra gli 81 ed i 72 metri s.l.m. (procedendo lungo la valle del Torrente Agogna, da nord-ovest verso sud).

Alla base di questi terrazzi, specialmente nella parte occidentale del comune, vi si possono individuare zone in cui l'acqua si trova, in alcuni periodi dell'anno, a meno di un metro dal piano campagna.

L'uniformità del paesaggio è interrotta da zone debolmente più depresse, comunque pianeggianti, legate ad antiche linee di drenaggio del tardo glaciale würmiano, e dall'incisione valliva del Torrente Agogna e del Torrente Erbognone. Per riguarda il tratto del Torrente Erbognone che scorre all'interno del centro abitato di Ferrera, si precisa che questo è stato oggetto di rettifica, risulta infatti evidente che mentre qui il corso è pressoché rettilineo, a monte e a valle riprende il suo andamento naturale meandriforme. Il corso del Torrente Agogna invece appare invece libero da ogni forma di rettificazione antropica. Esso si presenta meandriforme all'interno del territorio comunale prima di immettersi nel Fiume Po che scorre a due chilometri più a Sud.

Le secolari attività agricole, gli spianamenti e la regimazione ad uso irriguo delle acque, infine, hanno profondamente modificato l'originario assetto del territorio, le cui forme erano strettamente legate alla morfologia fluviale.

Tra le modificazioni antropiche sono da segnalare i due ambiti di cava ATE G20 (attiva) e ATE G21 (al momento non attiva), e parte della Raffineria di Sannazzaro, che occupa circa 1,4 km² dell'area centro orientale del Comune.

Piano di Governo del Territorio (PGT)

In Lombardia il riferimento normativo principe per il governo del territorio è oggi rappresentato dalla Legge Regionale n.12 del 11 marzo 2005 e dalle sue successive modifiche e integrazioni.

Secondo quanto dispone questa nuova legge, per i Comuni della dimensione demografica di Ferrera Erbognone, ovvero con meno di 2.000 abitanti, il Piano di Governo del Territorio è un unico atto pianificatorio finalizzato ad organizzare le trasformazioni territoriali comunali. Lo stesso è articolato in tre parti fondamentali (il Documento di Piano, il Piano dei Servizi e il Piano delle



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Regole) che sono caratterizzate da una propria autonomia di contenuti, ma anche da particolari relazioni con gli altri elementi costituenti il PGT.

In particolare la prima di tali parti, il Documento di Piano, è quella sostanziale ed ha un duplice ruolo. Anzitutto è tenuta a svolgere un'analisi generale del contesto territoriale, costruendo un quadro conoscitivo di base utile per le successive scelte pianificatorie.

In secondo luogo ha il compito di fissare gli obiettivi e le modalità di salvaguardia e di sviluppo del Comune.

Delle tre parti che compongono il PGT solo il Documento di Piano viene valutato espressamente per quanto riguarda le incidenze sull'ambiente e sottoposto pertanto alla Valutazione Ambientale Strategica (VAS).

Nella cartografia costituente il Piano di Governo del Territorio sono indicati esplicitamente i vincoli in atto sulla base di quanto rilevato nel quadro conoscitivo ("Elaborato DP02 – Individuazione dei vincoli territoriali in atto sul territorio comunale - scala 1:10.000"). In particolare sono evidenziati in base alle definizioni stabilite dalla legislazione vigente:

- i limiti della fascia PAI, che interessano il Torrente Agogna;
- la fascia di tutela paesaggistica dei due corsi d'acqua dell'Erbognone e dell'Agogna;
- le linee delle infrastrutture a carattere sovracomunale (specificamente le numerose linee di oleodotti, di metanodotti e di elettrodotti);
- le fasce di rispetto stradale e ferroviario;
- le fasce di tutela delle acque destinate al consumo umano;
- la fascia di rispetto cimiteriale;
- le aree archeologiche.

Per quanto riguarda la Centrale EniPower, dal PGT si evidenzia che sia tale impianto, sia la Raffineria Eni R&M ricadono in un'area urbana consolidata a prevalente destinazione produttiva. Nel raggio di 500 m la Centrale EniPower ha su tre lati (nord, ovest ed est) il polo industriale. Sul lato ovest sono presenti delle aree ad ambito di espansione, aree di salvaguardia ambientale e, a circa 350 m dal confine della centrale, aree agricole.

6.2. Aria

La valutazione dei livelli di Qualità dell'Aria²⁶ indotti dalle emissioni in atmosfera della Centrale EniPower di Ferrera Erbognone è stata effettuata nel corso del 2008 mediante apposito studio che ha adottato il sistema modellistico di riferimento della US-EPA CALMET/CALPUFF. Le concentrazioni predette dal modello sono state confrontate con gli Standard di Qualità Ambientale (SQA) come indicato nelle Linee Guida per la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale.

La zonizzazione della Regione Lombardia ai sensi del D.Lgs. 351/1999 è stata aggiornata con la D.G.R. n. 5290 del 2 agosto 2007 (che ha modificato la precedente zonizzazione prevista dalla D.G.R. n. 7/6501 del 19 ottobre 2001) distinguendo il territorio in:

- ZONA A: agglomerati urbani (A1) e zona urbanizzata (A2)
- ZONA B: zona di pianura

²⁶ Allegato D.6 alla domanda di AIA.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- ZONA C: area prealpina e appenninica (C1) e zona alpina (C2).

La zona di interesse per questo studio cade all'interno della cosiddetta ZONA B: zona di pianura, da intendersi, secondo la stessa D.G.R. n. 5290 del 2 agosto 2007, alla stessa stregua delle zone di mantenimento. Successivamente la D.G.R. n. 2605 del 30/11/2011 "Zonizzazione del territorio regionale in zone e agglomerati per la valutazione della qualità dell'aria ambiente ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 155 - revoca della D.G.R. n. 5290/07" ha sostituito la precedente D.G.R. n. 5290 del 2 agosto 2007, confermando comunque che la Centrale in oggetto ricade ancora in ZONA B: zona di pianura.

Con la nuova Delibera di Giunta Regionale, D.G.R. 6 agosto 2012 - n.IX/3934, intervenuta nel corso dell'istruttoria di cui in oggetto, la Regione Lombardia ha definito i nuovi "criteri per l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia collocati sul territorio regionale", nell'ambito dei quali sono disciplinate, tra l'altro, le tipologie impiantistiche oggetto del presente provvedimento, ivi incluse le turbine alimentate a gas di sintesi (syngas).

La descrizione dello stato di qualità attuale dell'aria relativamente all'area in esame, fa riferimento ai dati in tal senso raccolti dall'ARPA. L'attività di controllo dell'inquinamento atmosferico nella Provincia di Pavia viene infatti effettuata dall'ARPA - Sezione Provinciale di Pavia.

Sono state considerate cinque stazioni di monitoraggio nelle vicinanze del sito di studio. Le stazioni Ferrera Erbognone EST, Ferrera Erbognone Indipendenza e Sannazzaro distano meno di 2 km dalle sorgenti; la stazione Scaldasole si trova a 3,5 km a nordest e quella di Cornale a 6,5 km a sud-sudest. Gli inquinanti misurati da ciascuna stazione negli anni 2006-2007 sono SO₂, NO₂, NO, NO_x, PM_{2,5}, PM₁₀, CO, O₃, C₆H₆.

E' stato simulato l'anno meteorologico 2006²⁷ ipotizzando la Centrale EniPower di Ferrera Erbognone sempre alla massima capacità produttiva, si è adottato quindi un approccio cautelativo. Come indicato nelle Linee Guida per la domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale, sono stati analizzati i contributi aggiuntivi (CA) dovuti alle sorgenti della Centrale EniPower, ed i livelli finali (LF) dovuti a tutte le sorgenti presenti sul territorio. I contributi aggiuntivi CA sono stati determinati a partire dalle predizioni del modello di dispersione, mentre i livelli finali LF sono stati determinati a partire dai valori misurati durante l'anno 2006 dalle stazioni di monitoraggio ARPA Lombardia poste in prossimità dell'area di studio.

Per tutti gli inquinanti e in corrispondenza a tutte le stazioni di monitoraggio che cadono all'interno del dominio di simulazione, si è ottenuto CA/SQA << 1 in accordo a quanto richiesto dalle Linee Guida.

Il rapporto LF/SQA risulta invece > 1, nello scenario attuale e nello scenario futuro, per le medie annuali di NO_x in corrispondenza alle due centraline che misurano tale inquinante, che mostrano valori misurati superiori ai limiti di emissione. Dai valori riportati è tuttavia evidente che il contributo delle sorgenti EniPower in tali centraline è trascurabile nonostante le ipotesi cautelative di simulazione, pertanto i superamenti dei valori limite sono da attribuirsi ad altre sorgenti presenti sul territorio.

Si osserva infine che nel passaggio dallo scenario attuale allo scenario "futuro", ovvero allo scenario che vede l'introduzione dei bruciatori VeLoNox per il gruppi 1 e 2, si ottiene una sostanziale diminuzione (pari a circa il 30% di riduzione nel punto di massima ricaduta) delle concentrazioni atmosferiche di NO_x indotte dalla centrale EniPower.

²⁷ Allegato D.5 alla domanda di AIA.



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

La situazione anemometrica del Sito, ubicato in piena pianura, presenta dominanza di venti deboli (1-2 m/s: 40% del totale) e medio-deboli (2-4 m/s: 30% del totale). I casi di vento forte sono inoltre molto rari: solo lo 0.4% delle rilevazioni di velocità del vento effettuate ha fornito valori superiori a 6 m/s.

Per quanto riguarda la direzione del vento, si può osservare una prevalenza di venti provenienti da Sud - Sud Ovest (20%) e Sud (14%). La maggioranza delle rilevazioni di provenienza del vento è distribuita lungo l'asse NE-SW, con le direzioni trasversali (E, SSE, W, WNW) sostanzialmente assenti.

La situazione stagionale non presenta caratteristiche particolarmente differenziate.

6.3. Acque

Acque sotterranee

Per la ricostruzione di un quadro il più possibile esauriente delle caratteristiche idrogeologiche del territorio è stato svolto, nel mese di Gennaio 2007, un censimento dei punti d'acqua (pozzi e piezometri di cava), con relativa misura delle piezometriche, che ha permesso di eseguire una ricostruzione circa l'andamento delle isofreatiche. Tuttavia, per molti pozzi non è stato possibile prendere alcuna misura, a causa della mancanza di un'apertura ove far passare il sondino piezometrico.

Da notare che l'acquedotto e la rete fognaria servono solo il centro abitato di Ferrera, mentre tutte le cascine della zona utilizzano pozzi.

I pozzi censiti e quelli individuati bibliograficamente sono stati ubicati e posti in cartografia con simbologie diversamente colorate, in funzione del loro utilizzo (pozzo ad uso pubblico, pozzo ad uso privato e piezometro).

Dall'indagine effettuata è stato possibile delineare l'andamento e la soggiacenza della falda freatica. Sostanzialmente l'andamento della falda freatica tende ad andare da NNO a SSE, ovvero verso il Fiume Po. Non è da escludere che in parte la falda alimenti anche il corso del Torrente Agogna che scorre nei sedimenti olocenici inferiori.

Si può osservare che con i dati rilevati nel gennaio 2007 la falda si attesta a circa 6,5 metri dal piano campagna nella porzione nord del territorio comunale, a circa 10,5 metri poco prima della scarpata morfologica a sud del Comune e a circa 2 metri nei terreni sottostanti la scarpata.

Acque superficiali

Nel territorio comunale di Ferrera Erbognone è presente una rete idrografica complessa dove sono riconoscibili tre sistemi:

1. il sistema costituito dal Torrente Agogna e dal Torrente Erbognone;
2. il sistema costituito dai corsi d'acqua secondari (Colatore Rizzato, Roggia Erbognetta);
3. il sistema costituito da canalizzazioni artificiali di minore entità dei precedenti.

Sul territorio comunale sono presenti anche specchi d'acqua oggi adibiti a lanche sportive.

Il Torrente Agogna nel territorio comunale di Ferrera Erbognone tende a mantenere la sua morfologia meandriforme. Esso nasce sulle Prealpi Novaresi ed attraversa la Lomellina da NNO a SSE, sfociando nel Fiume Po presso Balossa Bigli (Comune di Mezzana Bigli). Le sue portate variano da 100 a 1,8 m³/s, con picchi di 300 m³/s. Le sue acque sono in parte canalizzate ed utilizzate per usi irrigui.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Il Torrente Arbogna, che ha origini da sorgenti naturali entro l'abitato di Novara, si biforca nei pressi di Cernano immettendo parte delle sue acque in un cavo di antichissima costruzione, il Cavone, per poi ricongiungersi dopo 4 km ed avere attraversato i Comuni di San Grigio Lomellina ed Ottobiano. Successivamente assume il nome di Torrente Erbognone: Esso attraversa il territorio di Ferrera con un andamento a quasi a semicerchio conflueno nel Torrente Agogna, ad Ovest del territorio comunale, probabilmente a seguito di un episodio olocenico di cattura fluviale causato da un possibile movimento neotettonico.

Il terzo sistema di corsi d'acqua è costituito da un notevole numero di canali artificiali utilizzati nell'attività agricola, di non facile inquadramento in quanto sono stati, nel corso degli anni, soggetti a mutazioni nel loro tracciato. Tra questi merita menzione il Cavo Malaspina (ad Est dell'abitato di Ferrera) e la Roggia Cassinasca, che prende acqua dall'Agogna e costeggia nella sua parte inferiore il piede della scarpata meridionale del P.G.T., prima con direzione Nord-Sud e poi con direzione Ovest-Est, finendo nel Comune di Sannazzaro.

Tutta la rete idrografica è di fatto costituita da una serie di canali naturali con funzione di colatori o canali artificiali, per lo più sotto il controllo e la gestione del Consorzio Irriguo Est-Sesia. Essi si diramano da Nord a Sud portando acqua alle colture agricole e trovando un recapito naturale nel sottostante Torrente Agogna o nel Fiume Po che funge da dreno naturale e da ricettore di tutte le acque di colo provenienti dalla pianura soprastante. Lo scorrimento e le portate di questi canali sono generalmente regolate dai rilasci consortili e dai vari moduli di prelievo stagionali che vengono effettuati dalla fitta rete di canalizzazione che si presenta leggermente incassata rispetto all'attuale piano campagna e che risulta per lo più impostata sui terreni del Piano Generale Terrazzato.

6.4. Rumore

La Centrale EniPower di Ferrera Erbognone si inserisce, insieme alla adiacente Raffineria Eni R&M di Sannazzaro de' Burgondi, in un contesto prevalentemente agricolo, con l'eccezione dei due centri abitati di Sannazzaro ad Est e Ferrera Erbognone a Nord-Ovest. In prossimità della recinzione al perimetro esterno del complesso industriale si rileva la presenza di alcune cascate.

Nello specifico, la Centrale EniPower ricade interamente all'interno del territorio del Comune di Ferrera Erbognone e nessuna area di sua pertinenza ricade all'interno del Comune di Sannazzaro de' Burgondi. La Centrale EniPower è confinata a est con la Raffineria Eni R&M, quest'ultima ricompresa in parte all'interno del territorio comunale di Sannazzaro de' Burgondi e in parte all'interno del territorio comunale di Ferrera Erbognone.

Il Comune di Sannazzaro de' Burgondi ha approvato la classificazione acustica del territorio comunale ai sensi della legge quadro sull'inquinamento acustico (Legge n. 447/1995) nel luglio 2003. Secondo tale classificazione, la Raffineria Eni R&M ricade in Classe VI (Aree esclusivamente industriali).

Solo recentemente, in data 29/03/11, il Comune di Ferrera Erbognone ha emanato il Piano di Zonizzazione Acustica con i criteri contenuti nella Deliberazione della Giunta Regionale 8 marzo 2002, n. 7/8313. Secondo tale classificazione, la Centrale EniPower ricade in Classe VI (Aree esclusivamente industriali).



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

6.5. Suolo e sottosuolo

Per ciò che concerne la vulnerabilità dei suoli, l'indagine geologica a supporto del PGT ha individuato due distinte tipologie sulla base del diverso grado di permeabilità (stimato in funzione delle caratteristiche litostratigrafiche ed idrogeologiche): suoli a moderata vulnerabilità e suoli ad alta vulnerabilità. I suoli di pertinenza di EniPower e l'area nel raggio di 500 m sono suoli a moderata vulnerabilità, in prevalenza sabbiosi e sabbiosi-limoso presenti nella porzione del territorio topograficamente più alta. Per essi sono ipotizzabili valori di permeabilità di $10^{-2} - 10^{-3}$ cm/s e, localmente, anche inferiori. Le analisi effettuate sui terreni prima della costruzione, contenute nello Studio di Impatto Ambientale della Centrale hanno dimostrato che gli stessi non sono contaminati.

La Carta di fattibilità o Carta di Idoneità Geologica all'Utilizzazione Urbanistica, strumento cartografico riassuntivo nel quale il territorio viene distinto in aree omogenee in funzione del grado e del tipo di rischio ambientale cui esso è sottoposto, pone l'area della Centrale in classe 3 (fattibilità con consistenti limitazioni). Tuttavia l'area occupata dalla Raffineria di Sannazzaro è utilizzata da impianti speciali disciplinati dalle specifiche leggi in materia che prevalgono sulle disposizioni del PGT comunale.

Nell'area presa in esame nel raggio di 500 m dallo stabilimento si evidenzia quanto segue:

- sui lati nord, est e sud è presente il complesso produttivo di raffinazione;
- sul lato ovest sono presenti aree di classe 2, ovvero aree in cui sono state rilevate alcune condizioni limitative alla modifica di destinazione d'uso dei terreni. L'attribuzione delle aree a questa classe non risulta particolarmente restrittiva nei confronti della possibilità di espansione edilizia; si tratta, piuttosto, di una proposta cautelativa consigliata dalla soggiacenza della falda che durante la stagione irrigua può oscillare di qualche metro, nonché dalla presenza localmente di materiali fini (limi) con scadenti caratteristiche meccaniche. Nell'ambito di tali aree, sempre sul lato ovest, a partire dal 2013 sarà presente il nuovo centro di calcolo ENI.

Per quanto riguarda lo scenario della pericolosità sismica locale tutto il territorio comunale di Ferrera Erbognone, in quanto modellato da depositi alluvionali, rientra nella classe IV, ovvero Zona di fondovalle con presenza di depositi alluvionali e/o fluvio-glaciali granulari e/o coesivi con effetti di amplificazioni litologiche e geometriche.

6.6. Aree soggette a vincolo

È stata valutata la presenza nell'area circostante la Centrale EniPower di aree appartenenti alla Rete Natura 2000 (SIC – Siti di Importanza Comunitaria, e ZPS – Zone a Protezione Speciale), di aree che rappresentano elementi fondamentali della Rete Ecologica Comunale (gangli, varchi, ecc.), di aree protette (Parchi naturali, Parchi regionali, PLIS, Riserve naturali, Monumenti naturali) o comunque soggette a particolari regimi di tutela per il valore ambientale, paesaggistico ed ecologico che è stato loro riconosciuto.

L'indagine ha previsto l'analisi della cartografia tematica per l'individuazione delle aree protette e la valutazione delle possibili interferenze con lo stabilimento EniPower.

Fasce di rispetto delle opere di captazione



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Nell'area di pertinenza di EniPower non sono presenti zone di tutela assoluta (10 m dal pozzo) né zone di rispetto (200 m dal pozzo) delle opere di captazione di risorse idriche. L'area di salvaguardia più vicina alla Centrale è quella relativa al pozzo comunale ad uso idropotabile, la cui fascia di rispetto dista circa 400 m dal punto più prossimo del perimetro della centrale.

Vincolo idrogeologico e vulnerabilità dei suoli

L'area EniPower e l'area nel raggio di 500 dal perimetro della Centrale non è soggetta a vincoli idrogeologici.

I suoli sono caratterizzati da moderata vulnerabilità, con valori di permeabilità compresi nell'intervallo $10^{-2} - 10^{-3}$ cm/s e, localmente, anche inferiori.

Si tratta di un'area Fluviale Wurm (Pleistocene Recente), di alluvioni fluviali di origine prevalentemente sabbiosa o limosa-sabbiosa, che presentano una debole alterazione superficiale e costituiscono il livello principale della pianura.

Fasce di rispetto dei corsi d'acqua e vincolo paesaggistico

Il Torrente Agogna (considerato corso d'acqua principale lungo tutto il suo corso), il Torrente Erbognone, il Colatore Rizzolo e la Roggia Erbognetta, sono sottoposti a vincolo di tutela di beni paesaggistici e ambientali (D.Lgs. 42/2004), ed alle fasce di rispetto del reticolo idrico (R.D. 523/1904 e della DGR 7/13950).

Pertanto, per tali corsi d'acqua sono state definite:

- fascia di rispetto di 150 m dalla base delle sponde;
- zona di tutela assoluta di 10 m dalla base delle sponde.

Tali aree di salvaguardia non interessano il territorio di pertinenza di EniPower né l'area circostante nel raggio di 500 m.

Aree protette e aree della Rete Natura 2000 (SIC, ZPS)

L'area di pertinenza della Centrale EniPower non include né aree protette né aree appartenenti alla Rete Natura 2000 (SIC – Siti di Importanza Comunitaria, ZPS – Zone di Protezione Speciale), né si riscontra la presenza di zone a particolare regime di protezione in un raggio di 500 m dal perimetro dello stabilimento.

L'area della Centrale, come tutto il complesso industriale del petrolchimico, ricade in aree definite nel Documento di Piano del PGT come Aree di Trasformazione Produttiva (ATP). Nelle immediate vicinanze, si rileva la presenza quasi esclusivamente di Aree Destinate all'Agricoltura.

Unico elemento da segnalare in prossimità dello stabilimento, in direzione Nord, di un'area individuata dal Documento di Piano del PGT come Ambito di Valorizzazione Paesaggistica e Ambientale.

Nel Comune di Ferrera Erbognone si rileva la presenza di due SIC, individuati dal PTCP della Provincia di Pavia (art. 34 e successive NTA):

1. SIC – IT2080008 – Boschetto di Scaldasole, ubicato a circa 1 km dal punto più prossimo del perimetro esterno della Centrale EniPower, in direzione sud-ovest;
2. SIC – IT2080012 – Garzaia di Gallia, ubicato a circa 600 m dal punto più prossimo del perimetro esterno della Centrale EniPower, in direzione nord-est.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

6.7. Siti di interesse nazionale

Il sito di Centrale non è inserito in alcuno dei c.d. Siti di bonifica di Interesse Nazionale (SIN).

7. VERIFICA DI CONFORMITA' AI CRITERI IPPC

Fermo restando che l'istanza di autorizzazione del Gestore inquadra l'attività in esame come "Impianto Esistente - Rinnovo a seguito di scadenza naturale della precedente autorizzazione", coerentemente con i contenuti dei documenti allegati all'istanza, della Relazione Istruttoria e delle risultanze emerse nel corso delle riunioni istruttorie, ai soli fini del confronto con le prestazioni previste dalle Migliori Tecniche Disponibili, il Gruppo Istruttore ritiene opportuno e maggiormente cautelativo annoverare l'attività in esame tra quelle definite come *impianti nuovi*. Pertanto, la verifica di conformità ai criteri IPPC di cui al presente capitolo viene eseguita con riferimento alle prestazioni per impianti nuovi indicate nei BREF LCP - July 2006.

7.1. Sistemi di gestione ambientale

Sistemi di gestione ambientale

MTD (BREF § 3.15.1, § 7.5)

Implementazione di un sistema di gestione ambientale.

Stato:

- Certificazione ISO 14001 del 22/02/2007, rinnovata il 05/02/2010.
- Registrazione EMAS del 26/07/2007, rinnovata il 12/03/2010.

7.2. Approvvigionamento e uso di combustibili e materie prime

Approvvigionamento ed uso del gas naturale

MTD (BREF LCP § 7.5.1)

Uso di sistemi "Leak detection" e di sistemi di allarme per il controllo delle emissioni fuggitive di gas naturale.

Uso di turbine a espansione per il recupero energetico del salto di pressione del gas naturale in ingresso in centrale.

Preriscaldamento del gas naturale mediante calore di scarto di caldaie o turbine a gas.

Stato:

Relativamente alle emissioni fuggitive correlate a graduali perdite di tenuta da alcune tipologie di apparecchiature e/o componenti d'impianto attraversate dai fluidi di processo (valvole, flange, valvole di sicurezza, connettori, linee, punti di campionamento etc), la Società dichiara che:

- gli impianti sono stati realizzati con modalità impiantistiche tali da ritenere questo aspetto non significativo;
- l'aria ambiente in prossimità delle sopra citate apparecchiature è monitorata; sensori di CH₄ e CO sono distribuiti seguendo lo sviluppo delle linee di adduzione del gas naturale e syngas e in prossimità dei rispettivi skid di filtrazione e regolazione.

Non sono presenti turbine a espansione per il recupero energetico del salto di pressione del gas naturale in ingresso in Centrale.

Il preriscaldamento del gas di alimentazione avviene mediante calore da rete vapore servizi (5 bar; 160°C).

7.3. Efficienze

Efficienze



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

MTD (BREF LCP § 7.5.2)

Relativamente ai cicli combinati cogenerativi, in assenza di post-combustione, le BREF prevedono:

- Efficienza elettrica (in pura condensazione):
 - nuovi impianti: < 38%;
 - impianti esistenti: < 35%.
- Efficienza termica in cogenerazione:
 - impianti nuovi ed esistenti: [75÷85%].

Stato:

La Società dichiara quanto segue:

Efficienza dell'impianto in modalità di piena condensazione (anno 2007)		
Gruppo	Efficienza elettrica in pura condensazione [%]	Linea Guida IPPC
CC1	55,00	54 – 58 (nuovo)
CC2	54,50	54 – 58 (nuovo)
CC3	47,58	50 – 54 (esistente)

Rendimento entalpico in assetto cogenerativo (2010)	
Gruppo	Rendimento entalpico [%]
CC1	65,24
CC2	64,89

7.4. Emissioni in atmosfera

Emissioni di NO_x - Unità di Produzione CC1, CC2 e CC3

MTD (BREF LCP § 7.5.4)

Opzioni MTD per cicli combinati nuovi: Dry low-NO_x premix burners oppure SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra indicate: 20 ÷ 50 mg(NO_x)/Nm³, intesi come media giornaliera, in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O₂ di riferimento pari al 15%.

Monitoraggio in continuo.

Stato:

Relativamente ai gruppi di produzione CC1 e CC2, il Gestore dichiara che, in seguito all'installazione dei bruciatori VeLoNox (della categoria Dry low-NO_x premix burners) nelle camere di combustione delle due turbine a gas, ai camini E1 ed E2 vengono garantiti valori medi orari di NO_x minori o uguali a 30 mg/Nm³ (dal 2009 per il CC1 e dal 2010 per il CC2).

Il monitoraggio degli NO_x ai due camini E1 ed E2 viene effettuato in continuo.

Per quanto attiene il gruppo di produzione CC3, non è stata implementata nessuna delle opzioni MTD sopra indicate. In tal senso, il Gestore fa rilevare (note AnsaldoEnergia SER.PM.12.005 del 22/05/2012 e PTE/TGS 08.0012 del 21/04/2008) che l'adozione obbligatoria per il syngas della tecnologia di combustione cosiddetta "a diffusione" (essendo inapplicabile la tecnologia di combustione cosiddetta "premiscelata" che caratterizza i bruciatori Dry low-NO_x premix burners) e la conseguente progettazione del bruciatore specifica per l'utilizzo di tale combustibile non convenzionale, obbligano all'adozione dello stesso tipo di tecnologia anche per l'alimentazione del gas naturale, precludendo anche in questo caso la possibilità di garantire emissioni di NO_x inferiori a 50 mg/Nm³.

La tecnologia di combustione "a diffusione" applicata consente, tuttavia, il conseguimento al camino E3 di concentrazioni medie orarie minori o uguali a 50 mg/Nm³, grazie anche all'iniezione di vapore in camera di combustione della turbina a gas (tecnica MTD nel caso di impianti esistenti).

Il monitoraggio degli NO_x al camino E3 viene effettuato in continuo.

Emissioni di CO - Unità di Produzione CC1, CC2 e CC3



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

MTD (BREF LCP § 7.5.4)

Opzioni MTD per cicli combinati nuovi: Dry low-NOx premix burners oppure SCR.

Livelli emissivi conseguibili con le opzioni sopra indicate: $5 \div 100 \text{ mg}(\text{NO}_x)/\text{Nm}^3$, intesi come media giornaliera, in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 15%.

Monitoraggio in continuo.

Stato:

Relativamente ai gruppi di produzione CC1 e CC2, il Gestore dichiara che, dal 2009 per il CC1 e dal 2010 per il CC2, ha installato bruciatori VeLoNox (della categoria Dry low-NOx premix burners) e che, già prima delle suddette modifiche, riesce conseguire ai camini E1 ed E2 concentrazioni medie orarie di CO minori o uguali a $30 \text{ mg}/\text{Nm}^3$. Il monitoraggio del CO ai due camini E1 ed E2 viene effettuato in continuo.

Per quanto attiene il gruppo di produzione CC3, non è stata implementata nessuna delle opzioni MTD sopra indicate e, in alternativa, è stata adottata una tecnologia di combustione cosiddetta "a diffusione" (essendo inapplicabile la tecnologia di combustione cosiddetta "premiscelata" che caratterizza i bruciatori Dry low-NOx premix burners). La tecnologia applicata consente il conseguimento al camino E3 di concentrazioni medie orarie di CO minori o uguali a $40 \text{ mg}/\text{Nm}^3$.

Il monitoraggio del CO al camino E3 viene effettuato in continuo.

Emissioni di SO_2 e polveri - Unità di Produzione CC1, CC2 e CC3

MTD (BREF LCP § 7.5.3)

Per turbine a gas alimentate con gas naturale, i livelli emissivi associati di SO_2 e polveri risultano generalmente inferiori a $10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ e $5 \text{ mg}/\text{Nm}^3$, intesi come medie giornaliere, in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 15%.

Nel caso in cui la turbina a gas viene ad essere alimentata con syngas, ammesso un pretrattamento del gas di raffineria tale da consentire una riduzione della concentrazione di H_2S all'interno del range [$20 \div 150 \text{ mg}/\text{Nm}^3$], i livelli attesi di SO_2 si attestano generalmente a valori all'interno del range [$5 \div 20 \text{ mg}/\text{Nm}^3$], intesi come medie giornaliere, in condizioni normali (273,15K e 101,3 KPa) e con tenore di O_2 di riferimento pari al 15%.

Stato:

Il Gestore dichiara di effettuare il monitoraggio periodico di polveri su tutti e tre i camini E1, E2 ed E3 e il monitoraggio in continuo degli SO_2 al camino E3. In particolare, per quanto attiene le emissioni di SO_2 , dato che viene effettuato un pretrattamento che consente il lavaggio del gas di raffineria fino ad una concentrazione di $50 \text{ mg}/\text{Nm}^3$ di H_2S , al camino E3 viene garantita una concentrazione media oraria di SO_2 minore o uguale a $10 \text{ mg}/\text{Nm}^3$.

7.5. Emissioni in acqua

La Centrale termoelettrica EniPower fa parte di un complesso industriale integrato con il quale scambia servizi. In particolare, nell'ambito del complesso integrato, la Raffineria Eni R&M fornisce alla Centrale EniPower anche il servizio di trattamento acque di scarico. Le acque di scarico prodotte dalla Centrale termoelettrica EniPower vengono infatti convogliate agli impianti di trattamento della Raffineria Eni R&M. La Società EniPower non effettua dunque alcun trattamento e non è titolare di scarichi in corpo idrico, motivi per i quali si ritiene non pertinente effettuare il confronto con le Migliori Tecniche Disponibili previste al Paragrafo 7.5.4.1 del BREF LCP - July 2006.

7.6. Produzione di rifiuti

La Centrale termoelettrica EniPower non genera rifiuti direttamente legati all'attività di produzione di energia elettrica. I rifiuti prodotti sono invece legati ad attività di manutenzione sull'impianto e sulle aree di sua pertinenza. Non essendo presenti residui di combustione, le Migliori Tecniche



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Disponibili previste dal Paragrafo 7.5.4.2 non sono pertinenti al caso in esame. Si segnala, tuttavia, che dei complessivi 151 m³ di rifiuti a deposito temporaneo (capacità complessiva del deposito temporaneo), 110 m³ vengono avviati a recupero esterno mentre i rimanenti a smaltimento.

8. CONSIDERAZIONI FINALI

Il presente parere viene reso nei confronti dell'attività esercitata da EniPower e delle sue attività tecnicamente connesse entro i confini di pertinenza della Centrale stessa.

In questo paragrafo sono descritte le principali considerazioni che guidano il Gruppo Istruttore a definire le prescrizioni di rilievo di cui al capitolo successivo.

8.1. Considerazioni finali sulle emissioni in atmosfera

Emissioni convogliate in atmosfera

Per quanto attiene le emissioni in atmosfera ai camini E1 ed E2 di NO_x e CO prodotte dalla combustione del gas naturale nelle due turbine a gas dei due rispettivi gruppi di produzione a ciclo combinato CC1 e CC2,

- considerato che la Deliberazione di Giunta della Regione Lombardia, D.G.R. n. 7/6501 del 19/10/2001, e le successive modifiche e integrazioni introdotte con le D.G.R. n. VII/17989 del 28/06/2004, n. 5290 del 02/08/2007, n. 8/8829 del 30/12/2008 e n. 2605 del 30/11/2011 prevedono, per le turbine a gas con potenza termica di combustione superiore a 300 MW localizzati in zona di mantenimento, il rispetto di un limite orario di 30 mg(NO_x)/Nm³ e di un limite orario di 50 mg(CO)/Nm³, da rispettare al compimento dei processi autorizzativi statali AIA,
- considerato che a seguito dell'installazione dei bruciatori VeLoNO_x nelle camere di combustione delle turbine alimentate a gas naturale dei gruppi CC1 e CC2, in ottemperanza della prescrizione 7) del decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 (presentazione di una proposta tecnico-economica di possibile adeguamento dell'impianto alle MTD), la Società garantisce già una concentrazione oraria di NO_x pari a 30 mg/Nm³ (dal 2009 per il CC1 e dal 2010 per il CC2),
- viste le disposizioni sulle emissioni di NO_x e CO contenute nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 e, precisamente, l'imposizione del rispetto dei valori limite di emissione orari di 50 mg(NO_x)/Nm³ e 30 mg(CO)/Nm³ in ciascuno dei due camini E1 ed E2,
- ritenuto che le disposizioni contenute nelle sopra richiamate D.G.R. debbano essere applicate nel caso di turbine alimentate a gas naturale, escludendo dal campo di applicazione le turbine a gas alimentate con mix di gas naturale e syngas,
- ritenuto che l'attività da autorizzare di cui in oggetto debba essere annoverata tra gli *impianti nuovi* ai sensi delle definizioni riportate in art. 2 del D.Lgs. 59/2005,
- considerato che, per turbine a gas in ciclo combinato alimentate con gas naturale, le prestazioni emissive conseguibili previste dai BREF, nel caso di nuovi impianti, variano nel range di [20÷50 mg/Nm³] per gli NO_x e di [5÷100 mg/Nm³] per il CO, intese come



Commissione Istruttoria IPPC

Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

concentrazioni medie giornaliere, e che, per SO₂ e polveri, la combustione del gas naturale comporta, grazie alle sue caratteristiche, emissioni molto basse generalmente al di sotto di 10 mg(SO₂)/Nm³ e al di sotto di 5 mg(polveri)/Nm³,

- considerato che, ai sensi del comma 3 dell'art.7 del D.Lgs. 59/05, i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possano comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto,

il Gruppo istruttore ritiene opportuno disporre il rispetto di valori limite di emissione in atmosfera nei confronti dei soli macroinquinanti NO_x e CO e, precisamente, il rispetto in ciascuno dei due camini E1 ed E2 delle seguenti concentrazioni limite: 30 mg(NO_x)/Nm³ e 30 mg(CO)/Nm³, intese come medie orarie.

Per quanto riguarda le emissioni prodotte al camino E3 dalla combustione in turbina a gas in ciclo combinato del mix di gas naturale e syngas o di solo gas naturale (nei periodi di avviamento e/o in caso di indisponibilità del syngas),

- ritenuto che, anche sulla base di quanto riportato nel verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 20/06/2012, sessione riservata, la Deliberazione di Giunta della Regione Lombardia, D.G.R. n. 7/6501 del 19/10/2001, e le successive modifiche e integrazioni (D.G.R. n. VII/17989 del 28/06/2004, n. 5290 del 02/08/2007, n. 8/8829 del 30/12/2008 e n. 2605 del 30/11/2011) non disciplinano esplicitamente il syngas quale tipologia di combustibile gassoso in alimentazione alle turbine a gas,
- considerato che, secondo quanto riportato nel verbale della riunione del Gruppo Istruttore del 20/06/2012, sessione riservata, è attesa la revisione dell'Allegato C sui limiti di emissione della Deliberazione di Giunta della Regione Lombardia, D.G.R. n. 7/6501 del 19/10/2001 e successive modifiche e integrazioni e che tale revisione prevederà limiti specifici delle emissioni per cicli combinati alimentati con syngas,
- preso atto delle specifiche disposizioni contenute nella nel frattempo intervenuta nuova Delibera di Giunta Regionale, D.G.R. 6 agosto 2012 - n.IX/3934, circa le turbine a gas alimentate a syngas e relativi limiti di emissione,
- considerate le massime prestazioni ambientali conseguibili dalla turbina a gas del CC3, alimentata con mix di gas naturale e syngas, dichiarate dal costruttore della macchina nelle note con protocollo SER.PM.12.005 del 22/05/2012 e PTE/TGS 08.0012 del 21/04/2008, consegnate dal Gestore il 20/06/2012 in sede di riunione con il Gruppo Istruttore e allegate al verbale della stessa,
- viste le disposizioni sulle emissioni di NO_x, CO ed SO₂ contenute nell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 e, precisamente, l'imposizione del rispetto dei valori limite di emissione orari di 50 mg(NO_x)/Nm³, 40 mg(CO)/Nm³ e 10 mg(SO₂)/Nm³ al camino E3, con un ulteriore limite al contenuto di H₂S nel syngas pari a 50 mg/Nm³,
- considerato che, per turbine a gas in ciclo combinato, le prestazioni emissive conseguibili previste dai BREF, nel caso di nuovi impianti, variano nel range di [20÷50 mg/Nm³] per gli NO_x e di [5÷100 mg/Nm³] per il CO, intese come concentrazioni medie giornaliere, e che, nel caso di alimentazione con syngas pretrattato tale da limitare il contenuto di H₂S nel



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

syngas stesso entro il range $[20\div 150 \text{ mg/Nm}^3]$, possono essere conseguite prestazioni emissive di SO_2 entro il range $[5\div 20 \text{ mg/Nm}^3]$, fermo restando che, in generale, la combustione di combustibili gassosi genera emissioni di polveri al di sotto di sotto di 5 mg/Nm^3 ,

- in un'ottica che si estende oltre i confini di pertinenza della Centrale EniPower oggetto di autorizzazione, secondo quanto previsto dal giudizio positivo di compatibilità ambientale di cui al decreto DEC/VIA/7012 del 20 marzo 2002, considerati gli scambi di materia (syngas) ed energia (vapore) tra Centrale EniPower e Raffineria Eni e il conseguente bene ficio ambientale legato all'alimentazione della turbina a gas del gruppo di produzione CC3 con il residuo di raffinazione depurato (syngas) altrimenti allontanato in torcia di raffineria, nonché la conseguente riduzione del consumo di una risorsa naturale quale il gas naturale,

il Gruppo istruttore ritiene opportuno confermare quanto già prescritto nei confronti di NO_x , CO ed SO_2 dal decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio rilasciato dal Ministero delle Attività Produttive n. 011/2002 del 18/07/2002 e dispone, pertanto, al camino E3 i seguenti valori limite: $50 \text{ mg}(\text{NO}_x)/\text{Nm}^3$, $40 \text{ mg}(\text{CO})/\text{Nm}^3$ e $10 \text{ mg}(\text{SO}_2)/\text{Nm}^3$, intesi come medie orarie.

Per quanto attiene le emissioni convogliate di *microinquinanti* al camino E3, considerato il mix di combustibile gassoso (syngas/gas naturale) in alimentazione alla turbina a gas del CC3, tenuto conto degli inquinanti pertinenti dichiarati, considerato che l'Autorizzazione Integrata Ambientale sostituisce l'autorizzazione settoriale alle emissioni in atmosfera di cui dall'art. 269 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., il Gruppo Istruttore ritiene, in via cautelativa, disporre l'estensione al caso in esame dell'obbligo al rispetto dei valori limite generali previsti (ai sensi del comma 8 dell'art. 271 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.) per impianti anteriori al 1988 dalla Parte II dell'Allegato I alla Parte Quinta dello stesso D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

Emissioni non convogliate in atmosfera

Ai sensi del comma 8, art. 271, del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., le prescrizioni finalizzate ad assicurare il contenimento delle *emissioni diffuse* devono essere stabilite dall'Autorità Competente sulla base delle migliori tecniche disponibili e delle disposizioni di cui in Allegato V alla Parte Quinta dello stesso D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. A tal fine, considerata la tipologia impiantistica e i combustibili in alimentazione nonché le materie prime in ingresso, visti i contenuti dei BREF LCP - July 2006, il Gruppo Istruttore rimanda alle disposizioni previste nell'Allegato V alla Parte Quinta dello stesso D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

Relativamente alle *emissioni fuggitive*, considerate le tipologie di combustibili in alimentazione in Centrale, il Gruppo Istruttore ritiene opportuno che la Società attui un programma di *Localizzazione Perdite E Riparazione* - LPER (*Leak Detection And Repair* - LDAR).

8.2. Considerazioni finali sulle emissioni in corpo idrico

La Società EniPower non è titolare di scarichi in corpo idrico e si avvale del servizio di depurazione e scarico offerto dalla Raffineria Eni R&M secondo le condizioni riportate in apposita convenzione. I tre punti di scarico finale SC1, SC2 ed SC3 dichiarati non sono dunque soggetti ad autorizzazione. Tuttavia, tenuto conto delle attività di monitoraggio trimestrali condotte nei confronti dei pertinenti parametri inquinanti allo scarico SC2 (acque meteoriche e drenaggi di processo), effettuate dalla Società per la verifica di ottemperanza ai limiti previsti dalla convenzione, il Gruppo Istruttore



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

ritiene opportuno prescrivere la comunicazione periodica delle risultanze delle analisi all'Ente di Controllo e alla Provincia di Pavia.

8.3. Considerazioni finali sulla produzione di rifiuti

La Società EniPower si avvale dell'operazione di *deposito temporaneo*, attività non soggetta ad alcuna autorizzazione ai sensi della Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. In tal senso, il Gruppo Istruttore, tenuto conto dell'attività impiantistica e della tipologia di combustibili in alimentazione ai gruppi di produzione CC1, CC2 e CC3, rimanda alle disposizioni vigenti in materia di rifiuti prevista dalla Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. Il Gruppo Istruttore, ai fini di scongiurare infiltrazioni sul suolo e dispersioni nelle acque delle sostanze contenute nei rifiuti, stabilisce, altresì, le specifiche prescrizioni di cui ai punti b), c), d), e) ed f) del successivo Paragrafo 9.4.

8.4. Considerazioni finali sull'inquinamento acustico

Considerato che la Centrale EniPower ricade interamente all'interno del territorio del Comune di Ferrera Erbognone, preso atto che dal 29/03/11 il Comune di Ferrera Erbognone è dotato di Piano di Zonizzazione Acustica, tenuto conto delle disposizioni previste dal comma 3 dell'art. 7 del D.Lgs 59/2005, tenuto conto che la Centrale è un impianto del tipo "a ciclo produttivo continuo", viste le disposizioni di cui al D.M. 11/12/1996 (Applicazione del criterio differenziale per gli impianti a ciclo produttivo continuo), il Gruppo Istruttore prescrive il rispetto dei valori limite (di emissione e di immissione assoluti e differenziali) previsti D.P.C.M. 14/11/1997. Anche in considerazione delle modifiche descritte al Capitolo 5, si ritiene, altresì, opportuna l'implementazione di eventuali ulteriori punti di misura, rispetto a quelli identificati dal Gestore al Paragrafo 4.5.4, per la verifica di ottemperanza ai limiti previsti dal D.P.C.M. 14/11/1997. Si ritiene che tale eventuale implementazione potrà essere valutata sulla base di specifiche simulazioni e/o misurazioni su piano di campagna e in quota.

8.5. Considerazioni finali sul suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Ferme restando le disposizioni sulla decontaminazione previste dal Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., il Gruppo Istruttore ritiene che l'Autorizzazione Integrata Ambientale debba contenere disposizioni in materia di salvaguardia del suolo e del sottosuolo e delle acque sotterranee mediante specifiche misure capaci di scongiurare sversamenti e/o infiltrazioni nel terreno.

8.6. Considerazioni finali sulle emissioni odorigene

Considerata la tipologia impiantistica e le dichiarazioni del Gestore circa la non esistenza di sorgenti note di odori e circa l'assenza di segnalazioni di odori nell'area circostante l'impianto, il Gruppo Istruttore ritiene che non debbano essere previste specifiche prescrizioni in merito, ferme restando le prescrizioni imposte al Paragrafo 9.2.2 sul contenimento delle *emissioni fuggitive* mediante programma di *Localizzazione Perdite E Riparazione - LPER (Leak Detection And Repair - LDAR)*.

8.7. Considerazioni finali sulle altre forme di emissione

Vibrazioni



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore e della tipologia impiantistica in questione, il Gruppo Istruttore ritiene di non dover prevedere alcuna prescrizione in merito.

Campi elettromagnetici

Anche in considerazione dell'attività di completamento degli interventi di collegamento della stazione da 380 kV della Centrale con il nuovo CED (Centro Elaborazione Dati) di Eni R&M, il Gruppo Istruttore ritiene opportuno prevedere l'attuazione di una nuova indagine conoscitiva sull'inquinamento elettromagnetico nelle aree di pertinenza della Centrale, interessate dall'insieme delle linee elettriche, delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione, una volta completati gli interventi di collegamento. Inoltre, il Gruppo Istruttore ritiene che l'indagine debba essere eseguita periodicamente, secondo le previsioni del Piano di Monitoraggio e Controllo, ai fini della verifica di conformità con i limiti di esposizione previsti dal D.P.C.M. 08/07/2003 (Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti), in attuazione della Legge n.36 del 22/02/2001 (Legge quadro sulla protezione delle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici).

Inquinamento luminoso

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, anche in considerazione dell'ampliamento dell'impianto di illuminazione stradale per coprire tutta l'area deposito nell'ambito del progetto di ottimizzazione della gestione dei magazzini, il Gruppo Istruttore ritiene di non dover prevedere alcuna specifica prescrizione in merito.

Amianto

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, il Gruppo Istruttore ritiene di non dover prevedere alcuna prescrizione in merito.

PCB/PCT

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, il Gruppo Istruttore ritiene di non dover prevedere alcuna prescrizione in merito.

Sostanze lesive dell'ozono

Tenuto conto delle dichiarazioni del Gestore, il Gruppo Istruttore ritiene di non dover prevedere alcuna prescrizione in merito.

8.8. Altre considerazioni

Per quanto attiene le eventuali considerazioni finali sulle restanti prescrizioni si rimanda direttamente ai contenuti del Capitolo 9.

9. PRESCRIZIONI

Si autorizza l'esercizio dell'attività produttiva nel rispetto delle prescrizioni di cui ai seguenti paragrafi.

Per quanto non espressamente prescritto, tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di A.I.A. si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'Autorità Competente; ogni altra modifica, così come definita ai sensi del D.Lgs 59/2005, dovrà essere comunicata all'Autorità Competente.

9.1. *Approvvigionamento di combustibili e materie prime*

- a) I gruppi di produzione a ciclo combinato CC1 e CC2 devono essere alimentati con gas naturale.
- b) Il gruppo di produzione a ciclo combinato CC3 deve essere alimentato con un mix di gas naturale e syngas, privilegiando l'utilizzo del syngas, fatta salva la possibilità di alimentazione del gruppo con solo gas naturale durante i periodi di avviamento e in caso di indisponibilità del syngas. In tal senso, a scopo informativo e con cadenza annuale, deve essere comunicato all'Ente di Controllo il consuntivo dei consumi di gas naturale e syngas alimentati al gruppo CC3. In caso di indisponibilità di syngas, il Gestore ne deve dare comunicazione all'Autorità Competente mediante report annuale, indicando, se conosciute, le cause dell'indisponibilità.
- c) Il gasolio deve essere utilizzato per le sole prove periodiche antincendio e per il gruppo elettrogeno di emergenza.

9.2. *Emissioni in atmosfera*

9.2.1. Emissioni convogliate

a) Per quanto attiene le emissioni di *macroinquinanti* generate dai gruppi di produzione, devono essere rispettati i seguenti valori limite di emissione, riferiti a fumi secchi in condizioni normali (273,15 K e 101,3 KPa), con tenore di ossigeno di cui in tabella. I valori limite imposti si applicano durante i periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui le unità di produzione vengono esercitate al di sopra del minimo tecnico (100 MW_e all'alternatore del TG del CC1, 110 MW_e all'alternatore del TG del CC2, 100 MW_e all'alternatore del TG del CC3), con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano guasti tali da non permettere il rispetto dei limiti valori limite. Non costituiscono in ogni caso periodi di avviamento o arresto i periodi di oscillazione del carico a valori superiori al minimo tecnico che si verificano regolarmente durante lo svolgimento della funzione dell'impianto.

Sezione	Camino	Parametro	Limite D.G.R. 6501/2001 e ss.mm.ii.	Limite MAP 011/2002	Prestazioni MTD BREF	Limiti AIA	% O ₂
			[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
CC1	E1	NO _x	30 ^(a)	50 ^(a)	20÷50 ^(b)	30 ^(a)	15
		CO	50 ^(a)	30 ^(a)	5÷100 ^(b)	30 ^(a)	15
CC2	E2	NO _x	30 ^(a)	50 ^(a)	20÷50 ^(b)	30 ^(a)	15
		CO	50 ^(a)	30 ^(a)	5÷100 ^(b)	30 ^(a)	15
CC3	E3	NO _x	Si rimanda alla DGR n.3934/2012	50 ^(a)	20÷50 ^(b)	50 ^(a)	15
		CO		40 ^(a)	5÷100 ^(b)	40 ^(a)	15
		SO ₂		10 ^(a)	5÷20 ^(b)	10 ^(a)	15

^(a) Valore limite di emissione inteso come concentrazione media oraria.

^(b) Prestazione ambientale prevista dalle MTD dei BREF intesa come concentrazione media giornaliera.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- b) L'eventuale riduzione dei minimi tecnici sopra citati deve essere comunicata all'Autorità Competente. Una volta pervenuta la comunicazione, i nuovi minimi tecnici diverranno vigenti e vincolanti ai fini del rispetto dei limiti imposti.
- c) Il monitoraggio delle emissioni, in termini di concentrazione e flusso di massa, nei confronti dei parametri inquinanti riportati nella tabella di cui al precedente punto a), deve essere effettuato in continuo, contemplando sia i periodi di funzionamento al di sopra del minimo tecnico che quelli al di sotto del minimo tecnico. Contestualmente alle misure in continuo di cui sopra, devono essere, altresì, effettuate le misurazioni in continuo dei seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione e tenore di vapore acqueo; la misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni. Si precisa, altresì, che i Sistemi di Monitoraggio delle Emissioni (SME) dovranno essere realizzati e gestiti in conformità a quanto previsto dalla normativa regionale in materia di SME.
- d) Con frequenza annuale devono essere effettuate analisi sui campioni di fumi di combustione prelevati al camino E3, ai fini della verifica di conformità delle emissioni di microinquinanti pertinenti riscontrati con i *limiti generali* previsti dalla Parte II dell'Allegato I alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., secondo le disposizioni ivi previste. In particolare, per le polveri totali, il monitoraggio e la corrispondente verifica di conformità devono essere effettuati con cadenza semestrale. Le analisi effettuate devono essere messe a disposizione dell'Autorità di Controllo.

9.2.2. Emissioni non convogliate

Ferme restando le disposizioni sul contenimento delle *emissioni diffuse* previste dall'Allegato V alla Parte Quinta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., ai fini di contenere le *emissioni fuggitive* dell'attività produttiva, la Società deve predisporre e trasmettere all'Ente di Controllo, entro sei mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, un programma di *Localizzazione Perdite E Riparazione - LPER (Leak Detection And Repair - LDAR)*. All'interno del programma dovranno essere contenute informazioni circa: l'individuazione, quantificazione e caratterizzazione delle sorgenti di perdita; l'individuazione dei fluidi potenzialmente soggetti a perdita; la frequenza dei controlli e la strumentazione utilizzata per le rilevazioni; la scala di priorità degli interventi da eseguire; le tempistiche necessarie per la riparazione delle perdite; il programma di manutenzione programmato; la registrazione delle attività di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione; la stima annuale delle perdite complessive di impianto e di quelle specifiche per categoria di componenti, indicando esplicitamente i fattori di emissione utilizzati e la loro origine.

9.3. Emissioni in corpo idrico

- a) Relativamente allo scarico finale verso la Raffineria R&M, SC2, per i pertinenti parametri inquinanti vige il rispetto dei limiti previsti dalla convenzione con la Raffineria Eni R&M.
- b) Le risultanze delle analisi trimestrali condotte per la verifica di ottemperanza ai limiti imposti dalla convenzione con la Raffineria Eni R&M dovranno essere comunicate con analoga cadenza ad Ente di Controllo e Provincia di Pavia.
- c) Con cadenza annuale devono essere caratterizzate anche le acque di scarico verso la Raffineria R&M, SC1 ed SC3. Le risultanze dovranno essere comunicate con analoga cadenza ad Ente di Controllo e Provincia di Pavia.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

d) Le reti fognarie attinenti i tre punti di scarico finale SC1, SC2 ed SC3 devono essere tenute in efficienza e mantenute all'occorrenza.

9.4. Rifiuti

a) La Società ha la facoltà di avvalersi dell'operazione di *deposito temporaneo* nel rispetto delle condizioni che delineano tale operazione così come previsto dall'art. 183 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.. Qualsiasi variazione delle aree e dei locali in cui si svolge l'attività di deposito temporaneo dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.

b) I rifiuti pericolosi devono essere protetti dall'azione delle acque meteoriche e, ove allo stato pulverulento, dall'azione del vento.

c) I serbatoi dei rifiuti liquidi devono essere provvisti di bacini di contenimento di capacità pari a quella del serbatoio stesso. Tali serbatoi 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; questi devono, altresì, riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e di indicatori e di allarmi di livello.

d) Le aree pavimentate destinate ad accogliere i rifiuti devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi.

e) 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.

f) 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.

g) Tutte le misure imposte ai punti precedenti b), c), d), e) ed f) devono essere ottemperate entro un anno dal rilascio dell'AIA.

h) Valgono tutte le pertinenti disposizioni sui rifiuti previste dalla Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..

i) Il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e ss.mm.ii., e al D.M. 392/1996.

j) Qualora la produzione di rifiuti pericolosi oli esausti, superasse i 300 kg/anno, ai sensi del D.Lgs. 95/92 e ss.mm.ii., è fatto obbligo per il detentore, il rispetto delle condizioni ivi riportate. A tal fine il Gestore deve comunicare, nelle relazioni periodiche all'Ente di Controllo, le informazioni relative ai quantitativi degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.

k) Nell'ambito delle relazioni periodiche richieste dal Piano di Monitoraggio e Controllo, la Società dovrà comunicare all'Ente di Controllo quanto di seguito riportato:

- tonnellate di rifiuti prodotti per l'anno precedente;
- tonnellate di rifiuti pericolosi prodotti per l'anno precedente;



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

- produzione specifica di rifiuti (Kg annui di rifiuti prodotti per tonnellata di combustibile utilizzato; Kg annui di rifiuti prodotti per i MWh generato);
- criterio di gestione dei depositi temporanei adottato.

l) Come specificato successivamente nel Piano di Monitoraggio e Controllo, il Gestore ha l'obbligo di archiviare e conservare, per essere resi disponibili all'AC, tutti i certificati analitici per la caratterizzazione dei rifiuti prodotti, firmati dal responsabile del laboratorio incaricato e con la specifica delle metodiche utilizzate.

m) Si raccomanda il mantenimento di un SGA per la quantificazione annua dei rifiuti prodotti e per predisporre un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.

n) Valgono le disposizioni contenute nell'accordo europeo per il trasporto su strada di merci pericolose "ADR - *Accord Dangereuses par Route*".

o) Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, la Società dovrà effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti identificandoli con il relativo codice europeo dei rifiuti (CER) e, comunque, ogni qual volta intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare variazioni della composizione dei rifiuti dichiarati. Ogni eventuale variazione e/o aggiunta di categorie di rifiuto dovrà essere comunicata nel rapporto annuale.

Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere eseguito in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere eseguite secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

9.5. Rumore

a) Vige il rispetto dei *valori limite di emissione* in corrispondenza dei punti di misura n. 4 e n. 24 e dei *valori limite assoluti di immissione* in corrispondenza dei ricettori R1, R2, R3, R4, R5, R10 ed R11, così come individuati al Paragrafo 4.5.4, in funzione della classe acustica di appartenenza:

Valori limite previsti dal DPCM 14/11/97				
CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI LIMITE DI EMISSIONE Leq in dB(A)		VALORI LIMITE ASSOLUTI DI IMMISSIONE Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
	I - aree particolarmente protette	45	35	50
II - aree prevalentemente residenziali	50	40	55	45
III - aree di tipo misto	55	45	60	50
IV - aree di intensa attività umana	60	50	65	55
V - aree prevalentemente industriali	65	55	70	60
VI - aree esclusivamente industriali	65	65	70	70

Il rispetto dei limiti imposti (di emissione e assoluti di immissione) dovrà essere verificato mediante il confronto con i valori (livello di emissione e livello di rumore ambientale) rilevati durante campagne di misura di frequenza quadriennale, di cui la prima entro i primi due anni dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, effettuate con l'impianto alla massima potenza e da eseguire secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni riportate nel Piano di



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente di Controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

b) Vigè il rispetto dei *valori limite differenziali di immissione* diurni e notturni previsti dal DPCM 14/11/97, rispettivamente pari a 5 dB e 3 dB, in corrispondenza dei ricettori R1, R2, R3, R4, R5, R10 ed R11, così come individuati al Paragrafo 4.5.4.

A tal fine, le campagne di misura da eseguire ai fini della verifica di conformità ai limiti imposti, da effettuare con frequenza quadriennale, di cui la prima entro i primi due anni dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, devono essere eseguite secondo le modalità ed i criteri di cui al D.M. 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico" e secondo le indicazioni riportate nel Piano di Monitoraggio e Controllo, comunicando al contempo i risultati all'A.C., all'Ente di Controllo, ad ARPA.

Qualora non dovessero essere rispettati i limiti sopra imposti, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi e modi appropriati da concordare con l'Ente di Controllo, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati, intervenendo sulle singole sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione, o direttamente sui ricettori.

c) I punti di misura di cui ai precedenti punti a) e b), utilizzati per la verifica di ottemperanza ai limiti imposti, devono eventualmente essere integrati, entro due anni dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, con ulteriori punti di misura individuati sulla base di specifiche simulazioni e/o misurazioni su piano di campagna e in quota, conformemente con quanto riportato nel Piano di Monitoraggio e Controllo. I risultati delle simulazioni e/o misurazioni, nonché l'eventuale identificazione di nuovi punti di misura, devono essere resi disponibili all'Ente di Controllo ai fini della verifica di ottemperanza.

d) È prescritto un aggiornamento della valutazione d'impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possano comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dei confini di pertinenza e dell'esterno e, comunque, ogni 4 anni. La valutazione è sottoposta all'Autorità Competente per approvazione.

e) Ai fini della tutela degli ambienti interni ed esterni dall'inquinamento acustico e nell'ottica di un continuo miglioramento, dovranno essere adottati tutti gli accorgimenti tecnici via via disponibili per il conseguimento del rispetto dei valori di qualità di cui al D.P.C.M. 14/11/1997 entro la data di scadenza dell'A.I.A.:

CLASSI DI DESTINAZIONE D'USO DEL TERRITORIO:	VALORI DI QUALITA' Leq in dB(A)	
	DIURNO (06.00÷22.00)	NOTTURNO (22.00÷06.00)
I - aree particolarmente protette	47	37
II - aree prevalentemente residenziali	52	42
III - aree di tipo misto	57	47
IV - aree di intensa attività umana	62	52
V - aree prevalentemente industriali	67	57
VI - aree esclusivamente industriali	70	70



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

9.6. Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

- a) Le aree di deposito chemicals e oli devono essere dotate di pavimentazione con caratteristiche adeguate a contenere le sostanze eventualmente sversate e tali da scongiurare l'infiltrazione delle stesse nel terreno. Tali aree devono, altresì, essere dotate di apposito sistema di raccolta delle eventuali sostanze sversate.
- b) I bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio dei combustibili e gli eventuali bacini di contenimento associati ai serbatoi di materie prime allo stato liquido dovranno mantenere lo stato di efficienza. A tal fine, il Gestore dovrà provvedere a verificarne l'affidabilità e l'integrità mediante ispezioni giornaliere, provvedendo tempestivamente al loro ripristino in caso di riscontrate alterazioni. Tale verifica dovrà riguardare anche tutte le tubazioni convoglianti gasolio.
- c) Deve essere effettuata l'annotazione su apposito registro delle eventuali anomalie riscontrate su impianti, dispositivi, serbatoi e bacini di contenimento nonché l'annotazione dei relativi interventi eseguiti, rendendo disponibile lo stesso all'Autorità di Controllo.
- d) Deve essere effettuato il monitoraggio delle acque di falda tenendo conto della direzione di deflusso della stessa, ai fini di individuare gli eventuali contributi alla contaminazione della Centrale, secondo le modalità e tempistiche previste dal Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.7. Odori

Non si prescrivono specifiche misure in merito.

9.8. Altre forme di inquinamento

Vibrazioni

Non si prescrivono specifiche misure in merito.

Inquinamento elettromagnetico

Una volta messo in esercizio il nuovo collegamento della stazione da 380 kV della Centrale con il nuovo CED (Centro Elaborazione Dati) di Eni R&M, deve essere attuata una nuova indagine conoscitiva sull'inquinamento elettromagnetico nelle aree di pertinenza della Centrale interessate dall'insieme delle linee elettriche, delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione. Inoltre, l'indagine dovrà essere eseguita periodicamente secondo le previsioni del Piano di Monitoraggio e Controllo e secondo le modalità previste dal D.P.C.M. 08/07/2003 (sulle frequenza di rete 50 Hz), ai fini della verifica di conformità con i limiti di esposizione ivi previsti.

Amianto

Non si prescrivono specifiche misure in merito.

PCB/PCT

Non si prescrivono specifiche misure in merito.

Sostanze lesive dell'ozono

Non si prescrivono specifiche misure in merito.



9.9. *Manutenzione, malfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali*

- a) Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo. A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, Comune e ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione e malfunzionamenti che hanno rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.
- b) Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. Si considera violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato e ai quali non si è posta la necessaria attenzione, in forma preventiva, con interventi strutturali e gestionali. Tutti gli eventi incidentali devono essere oggetto di annotazione su registro, secondo le eventuali modalità stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, messo a disposizione per eventuali verifiche da parte dell'Autorità Competente, dell'Ente di Controllo, Comune e ARPA.
- c) In caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione scritta immediata (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente, all'Ente di controllo, Comune e ARPA. Fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

9.10. *Prescrizioni tecnico gestionali*

- a) In considerazione di possibili miglioramenti delle prestazioni ambientali dell'impianto, si raccomanda di mantenere e/o adottare un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e alla registrazione del regolamento EMAS, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti verso l'ambiente di prodotti inquinanti.
- b) Ove le certificazioni dovessero decadere, il Gestore deve darne immediata comunicazione all'Autorità Competente.
- c) Qualora le suddette certificazioni decadano passati cinque anni dalla presente autorizzazione, il Gestore informa immediatamente l'Autorità Competente e provvede a presentare domanda di rinnovo di A.I.A..



9.11. *Dismissione, smantellamento e ripristino dei luoghi*

- a) Tutte le eventuali parti di impianto non funzionali all'esercizio della CTE dovranno essere censite ed individuate inviandone specifica relazione all'Autorità Competente entro sei mesi dal rilascio dell'A.I.A.. A tale relazione dovrà, altresì, accompagnarsi un progetto di smantellamento delle parti censite e di sistemazione dei luoghi in cui insistono le stesse. Sono fatte salve le disposizioni previste dal Titolo Quinto, Parte IV del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii..
- b) Qualora il Gestore intenda dismettere l'impianto o parte di esso, un anno prima della eventuale dismissione, totale o parziale, dovrà predisporre e presentare all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo un progetto di dettaglio di dismissione, di smantellamento e di sistemazione dei luoghi. Nel progetto dovrà essere compreso un piano di indagini atte a caratterizzare la qualità del suolo, del sottosuolo e delle acque sotterranee delle aree da dismettere e da smantellare e a definire gli eventuali interventi di prevenzione/messa in sicurezza/bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla Parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

10. PRESCRIZIONI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

- a) Restano a carico del Gestore, il quale è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi da cui sono scaturite autorizzazioni non sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale.
- b) Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

11. BENEFICI AMBIENTALI

Relativamente alle emissioni di macroinquinanti in atmosfera, in funzione delle limitazioni imposte alla capacità produttiva, rispetto alla previgente autorizzazione alla costruzione e all'esercizio n. 011/2002 del Ministero dell'Attività Produttiva, si quantificano unicamente le seguenti riduzioni in flusso di massa:

Camino E1: $\Delta(\text{NO}_x) = - 362 \text{ t/anno}$

Camino E2: $\Delta(\text{NO}_x) = - 362 \text{ t/anno}$

12. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale 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'Autorizzazione Integrata Ambientale stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

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

13. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Aria	Decreto di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio n. 011/2002 del Ministero dell'Attività Produttiva, solo per quanto attiene le disposizioni relative alle emissioni in atmosfera.
Acque	Nessuna
Rifiuti	Nessuna

14. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs. 59/2005 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 59/05
5 anni	Casi comuni	Comma 1, art. 9
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3, art. 9
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2, art. 9

Rilevato che il Gestore ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, registrandolo al contempo ai sensi del regolamento 761/2001/CE (EMAS), l'Autorizzazione Integrata Ambientale ha validità 8 anni.

La validità della presente Autorizzazione Integrata Ambientale si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs. 59/2005, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente, durante la procedura di rinnovo, potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs. 59/2005, il Gestore prende atto che l'Autorità Competente può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

- a) l'inquinamento provocato dall'impianto è tale da rendere necessaria la revisione dei valori limite di emissione fissati nell'autorizzazione o l'inserimento in quest'ultima di nuovi valori limite;
- b) le MTD hanno subito modifiche sostanziali che consentono una notevole riduzione delle emissioni senza imporre costi aggiuntivi;
- c) la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- d) nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.



Commissione Istruttoria IPPC
Centrale termoelettrica EniPower S.p.A di Ferrera Erbognone (PV)

15. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto dal Gestore e approvato da ISPRA, già individuato quale Ente di Controllo dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ad esito del parere istruttorio, costituisce parte integrante dell'Autorizzazione Integrata Ambientale per l'impianto in riferimento.

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e al Comune interessato;
- comunicazione ad ASL ed al Sindaco del Comune territorialmente competente, ed agli altri Enti di Controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- tempestiva informazione ad ASL ed al Sindaco del Comune territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel Piano di Monitoraggio e Controllo allegato al presente parere.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale il Gestore dovrà avviare il PMC.

Ove necessario, per gli impianti esistenti, il Gestore dovrà concordare con l'Ente di Controllo e ARPA il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrizioni del Capitolo 9 e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui sopra, il Gestore dovrà comunque garantire ogni forma di trasparenza e/o controllo dei dati relativi alle immissioni nelle varie matrici ambientali.

16. PIANI, PROGRAMMI E PROGETTI DA PRESENTARE ALL'A.C.

	Piani, programmi e progetti da presentare all'Autorità Competente	Scadenzario
1	Aggiornamento della valutazione d'impatto acustico; par. 9.5, punto d).	Nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della Centrale nei confronti dell'esterno e comunque ogni 4 anni.
2	Relazione di censimento delle eventuali parti di impianto non funzionali all'esercizio della Centrale con relativo piano di smantellamento e di sistemazione dei luoghi; par. 9.11, punto a).	Entro sei mesi, qualora presenti eventuali parti di impianto non funzionali all'esercizio.
3	Progetto di dettaglio di dismissione, di smantellamento e di sistemazione dei luoghi; par. 9.11, punto b).	Un anno prima della eventuale dismissione.



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE
LOCALITÀ
REFERENTI ISPRA
DATA DI EMISSIONE
NUMERO TOTALE DI PAGINE

ENIPOWER SPA
Ferrera Erbognone (PV)
Ing. Rosella Giuliani
Novembre 2012
37



INDICE

PREMESSA.....	4
1 FINALITA' DEL PIANO.....	4
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	4
2.1 Obbligo di esecuzione del piano.....	4
2.2 Divieto di miscelazione	5
2.3 Funzionamento dei sistemi	5
3 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	5
3.1 Consumi di materie prime	5
3.2 Consumi idrici	7
3.3 Produzione e consumi energetici	7
4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	8
4.1 Emissioni convogliate.....	8
4.1.1 Emissioni dai camini dei gruppi di produzione e prescrizioni relative	9
4.1.2 Monitoraggio dei transitori	13
4.1.3 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore	14
4.2 Emissioni non convogliate.....	15
4.2.1 Emissioni fuggitive.....	15
4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate	15
4.2.3 Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi 16	
5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA	18
6 MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE	18
6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio	18
6.2 Monitoraggio delle acque sotterranee.....	19
6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque sotterranee	20
7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	26
7.1 Metodo di misura del rumore	27
8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	27
8 MONITORAGGIO DELL'INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO	28
9 ATTIVITA' DI QA/QC.....	28
9.1 Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).....	28
9.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi	29
9.3 Analisi delle acque in laboratorio	30
9.4 Campionamenti delle acque.....	30
9.5 Strumentazione di processo utilizzata ai fini della verifica di conformità	31
9.6 Controllo di apparecchiature.....	31
10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	31
10.1 Definizioni	31
10.2 Formule di calcolo	32
10.3 Validazione dei dati	33
10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio	33
10.5 Eventuali non conformità	33
10.6 Obbligo di comunicazione annuale	33
10.6.1 Dati generali:	34



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

10.6.2	Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:.....	34
10.6.3	Consumi per l'intero impianto:.....	34
10.6.4	Emissioni – ACQUA:.....	34
10.6.5	Emissioni per ogni gruppo – ARIA:.....	34
10.6.6	Immissioni – ARIA:.....	34
10.6.7	Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:.....	35
10.6.8	Emissioni – INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO:.....	35
10.6.9	Emissioni – RUMORE:.....	35
10.6.10	Eventuali problemi gestione del piano:.....	35
10.7	Gestione e presentazione dei dati.....	35
11	QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO.....	36
11.1	Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione).....	37



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

PREMESSA

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Gestore, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure.

Il presente PMC è conforme alle indicazioni della Linea Guida in materia di "Sistemi di Monitoraggio" che costituisce l'Allegato II del Decreto 31 gennaio 2005 recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372" (Gazzetta Ufficiale n. 135 del 13 Giugno 2005).

Se durante l'esercizio dell'impianto dovesse emergere l'esigenza di rivalutare il presente piano, l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare e attuare, previa comunicazione all'Autorità Competente, una nuova versione del PMC che riporti gli adeguamenti che consentano una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità dell'impianto.

Ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Gestore deve dotarsi di una struttura, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro.

Eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Gestore riterrà di espletare a propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dal presente PMC.

1 FINALITA' DEL PIANO

In attuazione dell'art. 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente PMC ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

2.1 Obbligo di esecuzione del piano

Il Gestore dovrà eseguire campionamenti, analisi, misure e verifiche, nonché interventi di manutenzione e di calibrazione, come riportato nel seguente Piano di Monitoraggio.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

2.2 *Divieto di miscelazione*

Nei casi in cui la qualità e l'attendibilità della misura di un parametro è influenzata dalla miscelazione delle emissioni, il parametro dovrà essere analizzato prima che tale miscelazione abbia luogo.

2.3 *Funzionamento dei sistemi*

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"¹ durante l'esercizio dell'impianto; nei periodi di indisponibilità degli stessi, sia per guasto ovvero per necessità di manutenzione e/o calibrazione, l'attività stessa dovrà essere condotta con sistemi di monitoraggio e/o campionamento alternativi per il tempo tecnico strettamente necessario al ripristino della funzionalità del sistema principale.

Per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio in continuo, si stabilisce inoltre che:

1. In caso di indisponibilità delle misure in continuo il Gestore, oltre ad informare tempestivamente l'Ente di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.

3 *APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME*

3.1 *Consumi di materie prime*

Devono essere registrati i consumi dei combustibili (gas naturale, gas di sintesi e gasolio) e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di loro devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella.

Tabella 1: Consumi di sostanze e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	Turbine a gas	Contatori	Quantità totale	Sm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gas di sintesi	Turbina a gas (gruppo 3)	Contatori	Quantità totale	Sm ³	Giornaliera	Registrazione su file

¹ Un sistema o componente è definito operabile se la prova periodica, condotta secondo le indicazioni di specifiche norme di sorveglianza e delle relative procedure di sorveglianza, hanno avuto esito positivo.



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Gasolio	Gruppi elettrogeni di emergenza e motopompe antincendio	Misura/stima dei consumi effettivi	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file
Olio di lubrificazione	Macchine varie	Stima dei consumi a partire dal peso rilevato dai documenti di trasporto	Quantità totale	t	Mensile	Registro su file
Materie prime ausiliarie (*)	Varie	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione a meno delle scorte	Quantità totale	t	Mensile	Registrazione su file

(*)

- Deossigenante
- Fosfati
- Ammine
- Detergenti
- Ipoclorito di Sodio
- Acido Solforico
- Disperdente
- Antincrostante

Il Gestore dovrà provvedere a fornire, su richiesta, per il gas naturale e per il gasolio copia della "Registrazione su file" concernente i quantitativi utilizzati nonché, per entrambi i combustibili, annualmente, il relativo consumo annuo.

Caratteristiche dei combustibili principali

Per il gas naturale e il gas di sintesi, il Gestore dovrà fornire, con cadenza semestrale, copia della scheda delle relative caratteristiche chimiche.

Per il gasolio deve essere prodotta, con cadenza annuale, una scheda tecnica (elaborata dal fornitore o redatta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) che riporti quanto indicato nella tabella seguente ove si distinguono, con asterisco, i metodi di misura a cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs. 152/2006, Parte V, Allegato X e, senza asterisco, i metodi di misura indicativi.

Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il Gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Tabella 2: Parametri caratteristici del gasolio

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nichel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

3.2 Consumi idrici

Contestualmente al prelievo di acqua, deve essere registrato il consumo della stessa, contabilizzato mediante appositi contatori, distinguendo tra quella per uso domestico e quella per uso industriale. Le registrazioni dei prelievi dovranno essere fatte con cadenza mensile, specificando anche la destinazione dell'acqua prelevata (uso domestico e industriale) e deve essere altresì compilato il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 3: Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua demineralizzata da Raffineria ENI R&M	Contatore in continuo	Processo	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Acqua grezza da Raffineria ENI R&M	Contatore in continuo	Raffreddamento	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Acqua di pozzo da Raffineria ENI R&M	Contatore in continuo	Igienico sanitario	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file
Acquedotto ad uso potabile	Contatore in continuo	Igienico sanitario	Quantità prelevata [m ³]	Mensile	Registrazione su file

3.3 Produzione e consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i dati di produzione e consumo (autoprodotta e importata) di energia elettrica secondo le modalità di massima riportate nella seguente tabella.

Tabella 4: Produzione e consumi di energia elettrica

Descrizione	Metodo misura	Quantità [GWh]	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia prodotta	Contatore		Giornaliera	Registrazione su file
Energia immessa in rete	Contatore		Giornaliera	Registrazione su file
Energia auto-consumata	Contatore		Giornaliera	Registrazione su file
Energia importata	Contatore		Giornaliera	Registrazione su file



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tutti i dati raccolti relativamente all'approvvigionamento e gestione materie prime dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo. Nel rapporto riassuntivo annuale le misure giornaliere dovranno essere espresse come media mensile.

4 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

4.1 Emissioni convogliate

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, 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.

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 5: Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità elettrica nominale (MW _e)	Coordinate piane WGS84		Altezza (m)	Sezione uscita (m ²)
			Latitudine N	Longitudine E		
Camino E1	Gruppo CC1	Da comunicare da parte del Gestore	45° 06' 00,8''	8° 52' 03,7''	80	31,7
Camino E2	Gruppo CC2	Da comunicare da parte del Gestore	45° 05' 56,6''	8° 52' 01,3''	80	31,7
Camino E3	Gruppo CC3	Da comunicare da parte del Gestore	45° 05' 52,7''	8° 51' 59,0''	80	25,1

Su ognuno dei camini E1, E2 ed E3 devono essere realizzate due prese, del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia con foro filettato 3" gas. Tali prese devono essere posizionate ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve altresì essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista, sul piano di calpestio, di un rivestimento continuo con caratteristiche antiscivolo e agevolmente amovibile.

Le piattaforme devono avere il piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché di linea telefonica per collegamento alla sala controllo.

Il punto di prelievo dei camini E1, E2 ed E3 deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa. Inoltre, i punti di prelievo devono essere dotati di montacarichi per il trasporto



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

dell'attrezzatura, con portata fino a 300 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 metri.

Caratteristiche e modalità diverse da quelle sopra descritte possono essere adottate dal Gestore se saranno ritenute equivalenti dall'Ente di Controllo.

Punto di emissione convogliata non significativo è quello del gruppo elettrogeno, con le seguenti coordinate piane WGS84 :

Latitudine N	45° 06' 00,7''
Longitudine E	8° 52' 07,7''

4.1.1 Emissioni dai camini dei gruppi di produzione e prescrizioni relative

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva tabella.



Tabella 6: Parametri da misurare per le emissioni convogliate in atmosfera

Gruppi CC1 e CC2					
Punto di emissione	Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	
E1 ed E2	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato	
	Temperatura, pressione, tenore di ossigeno, portata dei fumi* e tenore di vapore acqueo	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file	
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento	Misura continua	Misura continua	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento	Misura continua	Misura continua	Registrazione su file. Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	SO ₂	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file	
	CO ₂	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	
	Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file	



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

	COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
	Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Gruppo CC3				
Punto di emissione	Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
E3	Utilizzo gas naturale	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Utilizzo gas di sintesi	Parametro operativo	Misura continua del flusso	Annotazione giornaliera su file della quantità di combustibile impiegato
	Temperatura, pressione, tenore di ossigeno, portata dei fumi* e tenore di vapore acqueo	Parametri operativi	Misura continua	Registrazione su file
	CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide per la verifica di conformità solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento	Misura continua	Registrazione su file. Misura di CO con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
	NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹
		Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento	Misura continua	Registrazione su file. Misura di NO _x con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

SO ₂	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Registrazione su file. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale ¹
	Misura conoscitiva delle quantità emesse comprese le fasi di avvio e/o spegnimento	Misura continua	Registrazione su file. Misura di SO ₂ con SME anche durante i transitori di avvio/spegnimento
CO ₂	Parametro conoscitivo	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"	In accordo al Piano di monitoraggio "Direttiva Emission Trading"
Polveri	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
COV (in COT)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file
Aldeide formica (HCHO)	Misura conoscitiva della concentrazione	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file

*La portata dei fumi, in accordo a quanto stabilito con l'Ente di controllo, può essere altrimenti stimata mediante calcolo stechiometrico.

¹ Il funzionamento normale esclude i transitori di avvio/spegnimento.

Il Gestore, con frequenza annuale, deve effettuare un'analisi dei fumi al camino E3 al fine di identificare i microinquinanti pertinenti e il rispetto dei valori limite generali previsti (ai sensi del comma 8 dell'art. 271 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.).

I camini E1, E2 e E3 devono essere dotati di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per la misura delle concentrazioni di NO_x e CO e, contestualmente, per la misurazione in continuo dei parametri di processo quali tenore d'ossigeno, temperatura, ecc.

I risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e di 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno. La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Il Gestore deve inoltre fornire una stima/valutazione con cadenza semestrale sulle emissioni che concernono le polveri, con particolare riferimento alle frazioni di PM_{10} e di $PM_{2,5}$.

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

4.1.2 Monitoraggio dei transitori

Oltre a quanto già espressamente indicato nella Tabella 6, il Gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori dei tre gruppi di produzione. Tale piano è volto a determinare i valori di concentrazione medi orari dei macroinquinanti indicati nella Tabella 6, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati. Tutte le informazioni dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Al riguardo, è necessario compilare la seguente tabella per ciascun gruppo di produzione.



Tabella 7: Monitoraggio dei transitori

Parametro	Limite/ prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e tempo di avviamento ⁽¹⁾ a freddo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a freddo	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento ⁽¹⁾ a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file
Numero e tempo di avviamento ⁽¹⁾ a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore considerando l'avviamento a caldo	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni annue	Registrazione su file

⁽¹⁾ Oltre ai tipici transitori dei gruppi CC1 e CC2, per il solo CC3 il Gestore compilerà la tabella 7 anche con la registrazione del peculiare transitorio denominato "switch back". Questo si ha in caso di indisponibilità non programmata del syngas che determina il cambio di combustibile dal mix syngas/gas naturale a solo gas naturale.

La stima delle emissioni per ciascun gruppo di produzione deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME.

4.1.3 Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Per i punti di emissione convogliata relativi a eventuali gruppi termici ritenuti non significativi dal Gestore (gruppi di emergenza, motopompe antincendio, ecc.) si richiede un rapporto tecnico con cadenza annuale che, per ciascun punto di emissione individuato con coordinate geografiche WGS 84, riporti le informazioni indicate nella seguente tabella.



**Tabella 8: Informazioni relative ai punti di emissione convogliata non significativi
Gruppi di emergenza e motopompa antincendio**

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Utilizzo di gasolio	Misura/stima mensile dei quantitativi	Registrazione mensile su file della quantità di combustibile impiegato
Numero e durata degli avviamenti. Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO ₂ , NO _x , CO e polveri	Misura/stima annuale	Registrazione su file

4.2 Emissioni non convogliate

Il Gestore dovrà effettuare il censimento e la caratterizzazione delle emissioni non convogliate e la stima delle quantità emesse su base annua.

In relazione agli sfiati dei serbatoi dovranno essere eseguite le verifiche indicate nella seguente tabella.

Tabella 9: Verifiche sfiati serbatoi

Parametro	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Verifica sfiati	Ispezione visiva mensile	Annotazione su registro delle date di esecuzione delle ispezioni sugli impianti ed esito. Nel caso di manutenzioni, registrare la descrizione del lavoro effettuato

4.2.1 Emissioni fuggitive

Al fine di contenere le emissioni fuggitive il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle perdite e alla loro riparazione e dovrà essere trasmesso all'Ente di controllo entro sei mesi dal rilascio dell'AIA.

Dovranno inoltre essere indicate le modalità di registrazione delle azioni di rilevamento delle perdite e delle attività di manutenzione conseguenti.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio delle emissioni in atmosfera dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

4.2.2 Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La norma di riferimento per la assicurazione della qualità dei sistemi di misurazione in continuo delle emissioni in aria (SME) è la **UNI EN 14181:2005** - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

La seguente tabella elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Nel caso di mancanza di standard internazionali e nazionali si raccomanda di utilizzare strumentazione con principi di misura che siano già ampiamente sperimentati e che diano, sia in termini di qualità del dato sia in termini di affidabilità di utilizzo, estesa garanzia di prestazioni.

È possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in Tabella 10 o con i metodi di riferimento.

Tabella 10: Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/ parametro fisico	Metodo
Camino E1, E2 e E3	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 15
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 15
	Flusso	ISO 14164
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 15.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spegnimento turbine a gas la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO_x e CO deve essere a doppia scala di misura (con fondo scala rispettivamente pari a 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita del produttore della turbina) o devono essere duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

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

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati, nonché, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, saranno i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive ed infine sono anche i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Il Gestore può proporre all'Ente di Controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni dodici mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂. Allegato 1 al DM 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203".

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂.

Norma UNI EN 14789:2006 per O₂ in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 14790:2006 per vapore d'acqua in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 15058:2006 per CO in flussi gassosi convogliati.

Norma UNI EN 12619:2002 per l'analisi dei COV espressi come COT.

Norma UNI EN 13284-1 per le polveri a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

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.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

5 MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

Tra la Raffineria Eni R&M e la Centrale a ciclo combinato EniPower è in vigore una convenzione che prevede il servizio di depurazione reflui da parte della Raffineria e dove sono definiti valori-limite (di riferimento) per il conferimento dei reflui al limite di Stabilimento.

Sulla base della convenzione sopra citata, per il solo scarico finale SC2, i parametri inquinanti soggetti al controllo periodico trimestrale, per la verifica di ottemperanza ai limiti richiesti dalla Raffineria R&M, sono:

Prova	Un.Mis.	Metodo	Prova	Un.Mis.	Metodo
pH	unità pH	APAT CNR IRSA 2060 Man 29 2003	Solfuri	mg/l	APAT CNR IRSA 4160 Man 29 2003
Conducibilità elettrica a 20 °C	µS/cm	UNI EN 27888:1995	Fenoli	mg/l	APAT CNR IRSA 5070 A2 Man 29 2003
Solidi sospesi totali	mg/l	APAT CNR IRSA 2090 B Man 29 2003	Idrocarburi totali	mg/l	APAT CNR IRSA 5160 B2 Man 29 2003
COD	mgO2/l	APAT CNR IRSA 5130 Man29 2003	Alluminio	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto ammoniacale	mgNH4/l	M.U. 65:01	Cadmio	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto nitrico	mgN/l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Ferro	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Azoto nitroso	mgN/l	APAT CNR IRSA 4050 Man 29 2003	Manganese	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cianuri totali	mg/l	UNICHIM 2251:2008	Nichel	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cloro attivo	mg/l	APAT CNR IRSA 4080 Man 29 2003	Piombo	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cloruri	mgCl-/l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Rame	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Cromo VI	mg/l	APAT CNR IRSA 3150 C Man 29 2003	Zinco	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Fluoruri	mgFA	M.U. 63:01	Stagno	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000
Fosforo totale	mg/l	UNI EN ISO 11885:2000	Arsenico	mg/l	MIP P-PRO-041rev 4 2007
Solfati	mgSO4/l	UNI EN ISO 10304-1: 2009	Solventi org. aromatici (#)	mg/l	EPA 5030 C 2003 + EPA 6260 C 2006
Solfiti	mg/l	APAT CNR IRSA 4150 A Man 29 2003	Solventi org. clorurati (\$)	mg/l	EPA 5030 C 2003 + EPA 6260 C 2006

Le risultanze delle analisi trimestrali condotte per la verifica di ottemperanza ai limiti imposti dalla convenzione con la Raffineria Eni R&M dovranno essere riportate nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Con cadenza annuale il Gestore dovrà caratterizzare anche le acque di scarico verso la Raffineria R&M, nei punti denominati SC1 e SC3, e riportarne le risultanze nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

6. MONITORAGGIO DI SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE

6.1 Aree e serbatoi di stoccaggio

Il Gestore dovrà controllare, semestralmente, mediante ispezione viva tutti i serbatoi fuori terra ed i relativi bacini di contenimento, al fine di assicurarne l'efficienza.

Per la gestione del serbatoio e delle linee di distribuzione del gasolio deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo riportate nella seguente tabella.



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tabella 11: Monitoraggio e controllo del serbatoio e delle 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 manutenzione procedurizzata dei sistemi di sicurezza del serbatoio di combustibile liquido	Ispezione visiva	Mantenere un registro delle ispezioni e manutenzioni con registrati: il serbatoio ispezionato, i risultati, le eventuali manutenzioni e/o riparazioni effettuate e le date.	Semestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta linea di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva e/o strumentale per linee interrate	Annotazione su registro delle ispezioni e delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Semestrale

6.2 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 seguente che riassume le misure da eseguire per il controllo della falda.

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Ente 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 12: Prescrizioni per acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH, conducibilità, durezza, sodio, potassio, calcio, magnesio, carbonati e bicarbonato, solfati, nitrati, nitriti, cloruri, solfati, silice, ammoniaca, sostanze organiche, solidi sospesi, residuo fisso	Verifica semestrale e a seguito di evento incidentale. La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.	Il campionamento deve essere effettuato utilizzando pompe a bassi regimi di portata (campionamento a basso flusso).
Metalli Fe, Mn, As, Se, Cr tot., Ni, V, Zn, Hg.		



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
Temperatura		
Idrocarburi totali		
BTEX		
IPA		

Ciascuna campagna di monitoraggio dovrà prevedere anche la misura dei livelli freaticometrici e la ricostruzione dell'andamento della freaticimetria.

I risultati dei controlli sopra indicati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

6.3 Metodi di misura degli inquinanti nelle acque sotterranee

Nella seguente tabella sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati per il monitoraggio delle 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 in cui si accerti che nei metodi indicati sia presente un'inesattezza l'Ente di controllo e il Gestore possono concordare le eventuali modifiche necessarie.

Tabella 13: Metodi di misura degli inquinanti nelle acque

Inquinante	Metodo analitico	Principio del metodo
pH	APAT-IRSA 2060; EPA 9040C	determinazione potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7.
temperatura	APAT-IRSA 2100	determinazione mediante strumenti aventi sensibilità pari a 1/10°C e una precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$
Colore	APAT IRSA 2020	determinazione basata sul confronto visivo con acqua o con soluzioni colorate a concentrazione nota o mediante uno spettrofotometro
Odore	APAT IRSA 2050	determinazione per diluizione fino alla soglia di percezione dalla quale si ricava quindi la "concentrazione" dell'odore nel campione tal quale
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 B	determinazione gravimetrica del particolato raccolto su filtro da 0,45 μm di diametro dei pori previa essiccazione a 103-105 °C.
Solidi sedimentabili	APAT-IRSA 2090C	determinazione per via volumetrica o gravimetrica
BOD ₅	APAT -IRSA 5120 Standard Method (S.M.) 5210 B (approved by EPA)	determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni al buio. La differenza fra le due determinazioni dà il valore del BOD ₅
COD	APAT-IRSA 5130	ossidazione con dicromato in presenza di acido solforico concentrato e solfato di argento. L'eccesso di dicromato viene titolato con una soluzione di solfato di ammonio e ferro(II)



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

	EPA 410.4 Standard Method (S.M.) 5220 C (approved by EPA)	ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Azoto totale ⁽¹⁾	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossi disolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Azoto ammoniacale	APAT-IRSA 4030C	distillazione a pH tamponato della NH ₃ e determinazione mediante spettrofotometria con il reattivo di Nessler o mediante titolazione con acido solforico. La scelta tra i due metodi di determinazione dipende dalla concentrazione dell'ammoniaca.
Azoto nitroso	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Azoto nitrico	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fosforo totale	APAT-IRSA 4110 A2	determinazione spettrofotometrica previa mineralizzazione acida con persolfato di potassio e successiva reazione con molibdato d'ammonio e potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, e riduzione con acido ascorbico a blu di molibdeno
	APAT-IRSA 4060	determinazione spettrofotometrica previa ossidazione con una miscela di perossidissolfato, acido bórico e idrossido di sodio
Alluminio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3050 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Antimonio	APAT-IRSA 3010 + 3060B	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Argento	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3070 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Arsenico	APAT-IRSA 3010 + 3080 EPA 7061A	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro previa digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde
Bario	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

	APAT -IRSA 3010 + 3090 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Berillio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3100 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Boro	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Cadmio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3120 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cobalto	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3140 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo totale	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT -IRSA 3010 + 3150 B1	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Cromo esavalente	APAT -IRSA 3150B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)
Ferro	APAT -IRSA 3010 + 3160B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
	EPA 3015A + EPA 6020A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Manganese	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

	APAT-IRSA 3010 + 3190 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Mercurio	APAT-IRSA 3200A2 o A3 EPA 3015A + EPA 7470A UNI EN ISO 12338:2003 UNI EN ISO 1483:2008	determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico a vapori freddi e amalgama su oro (A3) previa riduzione a Hg metallico con sodio boroidruro
Molibdeno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3210 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Nichel	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3220 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Piombo	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3230 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Rame	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3250 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Selenio	APAT-IRSA 3010 + 3260A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) in forno a microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con formazione di idruri (HG-AAS) previa riduzione mediante sodio boro idruro
	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
Stagno	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3280 B	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Tallio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3290 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Vanadio	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3310 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica
Zinco	UNI EN ISO 17294-2:2005	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione con spettroscopia di emissione al plasma induttivamente accoppiato e spettrometro di massa (ICP-MS)
	APAT-IRSA 3010 + 3320 A	digestione acida (acido nitrico ed acido cloridrico) mediante microonde e determinazione mediante spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione in fiamma
Tensioattivi anionici	APAT-IRSA 5170	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato con il blu di metilene
Tensioattivi non ionici	APAT-IRSA 5180	determinazione mediante titolazione con pirrolidinditiocarbammato di sodio del Bi rilasciato dopo ridissoluzione del precipitato formatosi dalla reazione tra tensioattivi e il reattivo di Dragendorff
Fenoli totali	APAT IRSA 5070A2	determinazione spettrofotometrica previa formazione di un composto colorato dopo reazione con 4-amminoantipiridina in ambiente basico
Fenoli clorurati	UNI EN ISO 12673:2001	determinazione mediante gascromatografia ad alta risoluzione con rivelatore a cattura di elettroni (HRGC/ECD) previa estrazione liquido-liquido
Solventi clorurati ⁽²⁾	APAT-IRSA 5150 UNI EN ISO 10301:1999	determinazione mediante gascromatografia con colonna capillare e rivelatore ECD mediante estrazione a spazio di testa statico e/o dinamico
	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometria di massa mediante desorbimento termico
Pentaclorobenzene	APAT-IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni
BTEXS ⁽³⁾	UNI EN ISO 15680:2003	determinazione mediante gascromatografia accoppiata spazio di testa dinamico con spettrometro di massa come rivelatore
	APAT-IRSA 5140	determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spazio di testa statico o dinamico
Pesticidi clorurati ⁽⁴⁾	EPA 3510 + EPA 8270D	estrazione liquido-liquido e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	APAT IRSA 5090 UNI EN ISO 6468:1999	estrazione liq-liq, purificazione e successiva determinazione mediante gascromatografia con rivelatore a cattura di elettroni



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

Σ pesticidi organo fosforici ⁽⁵⁾	APAT IRSA 5100	determinazione gascromatografica previa estrazione con diclorometano e concentrazione dell'estratto
Σ erbicidi e assimilabili	APAT IRSA 5060	estrazione liq-liq o adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante gascromatografia accoppiata a spettrometro di massa
	UNI EN ISO 11369:2000	estrazione mediante adsorbimento su resine e successiva determinazione mediante cromatografia liquida ad alta prestazione e rivelazione UV
Cloro residuo	APAT-IRSA 4080	determinazione mediante spettrofotometria del cloro libero (OCl-, HOCl e Cl ₂ (aq)) previa formazione di un composto colorato a seguito di reazione con N,N-dietil-p-fenilendiammina (DPD) a pH 6,2-6,5
Fosfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Fluoruri	APAT-IRSA 4100B EPA 9214	determinazione potenziometrica mediante elettrodo iono-selettivo
Bromati	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cianuri	APAT-IRSA 4070	determinazione spettrofotometrica previa reazione con cloraminaT
	US EPA OIA 1677	determinazione mediante scambio di legante, iniezione in flusso (FIA) e misura amperometrica
Cloriti	EPA 300.1 rev1.0(1997)	determinazione mediante cromatografia ionica.
Cloruri	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfuri	APAT-IRSA 4160	determinazione mediante titolazione con tiosolfato di sodio dell'eccesso di iodio non reagito in ambiente acido
Solfiti	APAT IRSA 4150B	determinazione mediante cromatografia ionica.
Solfati	APAT-IRSA 4020; EPA 9056A	determinazione mediante cromatografia ionica.
Grassi ed oli animali e vegetali	APAT IRSA 5160A1	determinazione mediante metodo gravimetrico
Idrocarburi totali	APAT IRSA 5160B2	determinazione mediante spettrometria FTIR previa estrazione con tetracloruro di carbonio
IPA ⁽⁶⁾	APAT IRSA 5080A	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione liquido-liquido o su fase solida
	UNI EN ISO 17993:2005	determinazione mediante analisi in cromatografia liquida ad alta risoluzione con rivelazione a fluorescenza previa estrazione liquido-liquido
Diossine e furani ⁽⁷⁾	EPA 3500 + 8290A	Determinazione mediante analisi in gascromatografia ad alta risoluzione/spettrometria di massa ad alta risoluzione previa estrazione con cloruro di metilene e purificazione
Policlorobifenili	APAT IRSA 5110	determinazione mediante analisi in gascromatografia/spettrometria di massa previa estrazione con miscela n-esano/diclorometano e purificazione a tre step
Tributilstagno	UNI EN ISO 17353:2006	Determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa derivatizzazione e purificazione del campione



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Aldeidi	APAT IRSA 5010A	determinazione spettrofotometrica mediante cloridrato di 3-metil-2-benzo-tiazolone idrazone (MBTH)
Mercaptani	EPA 3510C + 8270D	determinazione mediante gascromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liq-liq
Composti organici azotati	UNI EN ISO 10695:2006	determinazione mediante gas-cromatografia accoppiata allo spettrometro di massa previa estrazione liquido-liquido
<i>Escherichia coli</i>	APAT IRSA 7030C	conteggio del numero di colonie di <i>Escherichia coli</i> cresciute in terreno colturale agarizzato dopo un periodo di incubazione di 18 o 24 h a 44±1°C
Saggio di tossicità acuta	APAT-IRSA 8030	determinazione dell'inibizione della bioluminescenza del <i>Vibrio fischeri</i> espressa come percentuale di effetto (EC ₅₀ nel caso si ottenga il 50%) rispetto ad un controllo.

- (1) Sommatoria di: Azoto ammoniacale, Azoto nitroso, Azoto nitrico, Azoto organico.
- (2) I solventi clorurati determinati sono Tetraclorometano, Cloroformio, 1,2-Dicloroetano, Tricloroetilene, Tetracloroetilene, Triclorobenzene, Esaclorobutadiene, Tetraclorobenzene.
- (3) Benzene, Etilbenzene, Toluene, Xilene, Stirene
- (4) Aldrin, Dieldrin, Endrin, Clordano, DDT (totale), Eptacloro, Endosulfano, Esaclorocicloesano, Esaclorobenzene.
- (5) Azintos-Metile, clorophirifos, Malathion, Parathion-Etile, Demeton.
- (6) Antracene, Naftalene, Fluorantene, Benzo(a)antracene, Benzo(a)pirene, Benzo(b)fluorantene, Benzo(k)fluorantene, Benzo(g, h, i)perilene, Crisene, Dibenzo(a, h)antracene, Indeno(1, 2, 3-cd)pirene.
- (7) 2,3,7,8-TCDD, 1,2,3,7,8-PeCDD, 1,2,3,4,7,8-HxCDD, 1,2,3,6,7,8-HxCDD, 1,2,3,7,8,9-HxCDD, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDD, OCDD, 1,2,3,7,8-TCDF, 1,2,3,7,8-PeCDF, 2,3,4,7,8-PeCDF, 1,2,3,4,7,8-HxCDF, 1,2,3,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,7,8,9-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HxCDF, 1,2,3,4,6,7,8-HpCDF, 1,2,3,4,7,8,9-HpCDF, OCDF.

7 MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

Si richiede di effettuare, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico. Tuttavia, occorrerà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro 2 anno dal rilascio dell'AIA e, ad esito conforme, ogni 4 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

Le misure dovranno essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e con l'impianto alla massima potenza.

Dovrà essere fornita una relazione di impatto acustico in cui si riporteranno le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16 marzo 1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente.

Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

7.1 Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16 marzo 1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994.

La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura.

Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

8 MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo in accordo a quanto previsto dalla normativa vigente.

Inoltre, dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti in conformità alle norme tecniche di progettazione e realizzazione e a quanto prescritto dall'AIA.

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, con cadenza mensile lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità che in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Dovranno altresì essere controllate le eventuali etichettature.

Il Gestore dovrà compilare la seguente tabella, distinguendo le varie tipologie di rifiuti speciali.

Tabella 14: Monitoraggio depositi dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Data del controllo	Stato dei depositi	Quantità presente nel deposito (in m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione
						Registrazione su file
Totale						----

Restano valide tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali e territoriali.

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.

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



Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio dei rifiuti dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

8 *MONITORAGGIO DELL'INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO*

Il Gestore deve effettuare un'indagine conoscitiva sull'inquinamento elettromagnetico nelle aree di pertinenza della Centrale interessate dall'insieme delle linee elettriche, delle sottostazioni e delle cabine di trasformazione e verificare ogni 4 anni dall'ultima campagna e secondo le modalità previste dal DPCM 8/7/2003 (sulla frequenza di rete 50 Hz) la conformità ai limiti di esposizione ivi previsti.

Tutti i dati raccolti relativamente al monitoraggio dell'inquinamento elettromagnetico dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

9 *ATTIVITA' DI QA/QC*

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere preferibilmente svolte in strutture accreditate (norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025) 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 9001:2008. 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 9001:2008.

9.1 *Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME)*

I sistemi di misura in continuo delle emissioni (SME) devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sulla assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

In accordo al predetto standard, le procedure di assicurazione di qualità delle misure includono le fasi seguenti.

- Calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- Test di verifica annuale (AST);
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazione paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'Ente di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'Ente di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà oggetto di manutenzione in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella tabella seguente.

Tabella 15: Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	< ± 2%	< ± 2%
Sensibilità a interferenze	< ± 4%	< ± 4%
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ($\Delta T = 10$ °C)	< 3%	< 3%
Tempo di risposta (secondi)	< 10 s	< 10 s
Limite di rilevabilità	< 2%	< 2%
Disponibilità dei dati	>95 %	
Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %	
Deriva dello span (per settimana)	< 4 %	

Nel caso in cui, a causa di anomalie di funzionamento riguardanti il sistema di misura in continuo, non vengano acquisiti i dati concernenti uno o più inquinanti, dovranno essere operate le seguenti misure:

- per le prime 24 ore di blocco il Gestore dell'impianto dovrà mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento dei presidi ambientali;
- dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere utilizzato un sistema di stima delle emissioni in continuo basato su una procedura derivata dai dati storici di emissione al camino e citata nel manuale di gestione del Sistema di Monitoraggio Continuo delle emissioni; il Gestore dovrà altresì notificare all'Ente di controllo l'evento;
- dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
- per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione nonché le anomalie dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro da tenere a disposizione dell'Ente di controllo.

9.2 Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano oggetto di manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

9.3 *Analisi delle acque in laboratorio*

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

ANALITI INORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni
ANALITI ORGANICI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio effettuerà la manutenzione periodica della strumentazione e procederà alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che verranno raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nel laboratorio per un periodo non inferiore a due anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sul campione.

9.4 *Campionamenti delle acque*

Il laboratorio organizzerà una serie di controlli sulle procedure di campionamento, verificando che le apparecchiature siano sottoposte a manutenzione con la frequenza indicata dal costruttore e che le



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

procedure di conservazione del campione siano quelle indicate dal metodo di analisi o che siano state codificate dal laboratorio in procedure operative scritte.

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura, ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio il campione sarà preso in carico dal tecnico di analisi che registrerà il codice del campione e la data e l'ora di arrivo sul registro del laboratorio. Il tecnico firmerà il registro di laboratorio.

Per quanto riguarda le acque di falda le attività di campionamento saranno conformi a quanto previsto nell'Allegato 2 al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06.

9.5 Strumentazione di processo utilizzata ai fini della verifica di conformità

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'Ente di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurarne la traccia.

Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

9.6 Controllo di apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di apparecchiature quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Ente di controllo di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

10 COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

10.1 Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n misure replicate del bianco più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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. È il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

Numero di cifre significative. Il numero di cifre significative da riportare è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

- Se il numero finale è 6, 7, 8 o 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1);
- Se il numero finale è 1, 2, 3 o 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0);
- Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0).

Qualora nell'ottenere i dati si riscontrino condizioni tali da non verificare le definizioni sopraccitate sarà cura del redattore del rapporto specificare i termini entro cui i numeri rilevati risultano rappresentativi. La precisazione della definizione di media costituisce la componente obbligatoria dell'informazione, cioè la precisazione su quanti dati è stata calcolata la media è un fattore fondamentale del rapporto.

10.2 Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati delle concentrazioni 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:



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

C_{misurato} = Media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm³;

F_{misurato} = Media mensile dei flussi in Nm³/mese;

H = numero di mesi di funzionamento nell'anno.

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

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

K_{ganno} = chilogrammi emessi anno;

C_{misurato} = Media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro;

F_{misurato} = volume annuale scaricato in litri/anno.

Qualora si riscontrino difficoltà nell'applicazione rigorosa delle formule sarà cura del redattore del rapporto precisare la modifica apportata, la spiegazione del perché è stata fatta la variazione e la valutazione della rappresentatività del valore ottenuto.

10.3 Validazione dei dati

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

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

10.4 Indisponibilità dei dati di monitoraggio

In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del Rapporto annuale, dovuta a fattori al momento non prevedibili, il Gestore deve dare comunicazione preventiva all'Ente di controllo della situazione, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

10.5 Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'autorizzazione ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard.

Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Ente di controllo con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

Tutti i dati dovranno essere riportati nel rapporto riassuntivo da trasmettere annualmente all'Ente di controllo.

10.6 Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali), all'Ente di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune



interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

10.6.1 Dati generali:

- nome dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto;
- nome del Gestore e della società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento dei gruppi;
- numero di avvii e spegnimenti nell'anno per ogni gruppo;
- rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo;
- energia generata in MW_h , su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo;
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

10.6.2 Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'Autorizzazione Integrata Ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, assieme all'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascuna non conformità;
- il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di controllo e corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

10.6.3 Consumi per l'intero impianto:

- consumo di sostanze e combustibili nell'anno;
- consumo di risorse idriche nell'anno;
- consumo e produzione di energia nell'anno.

10.6.4 Emissioni – ACQUA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC.

10.6.5 Emissioni per ogni gruppo – ARIA:

- quantità emessa nell'anno di ogni inquinante monitorato;
- risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti in tutte le emissioni, come previsto dal PMC;
- emissione specifica annuale per MWh di energia generata per ogni inquinante monitorato;
- emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato per ogni inquinante monitorato.

10.6.6 Immissioni – ARIA:

- acquisizione dei dati relativi alle concentrazioni medie settimanali e mensili eventualmente rilevate al suolo da soggetti anche diversi dal Gestore mediante reti o campagne di monitoraggio, con riferimento agli inquinanti da queste monitorate.



10.6.7 Emissioni per l'intero impianto – RIFIUTI:

- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti, loro destino ed attività di origine;
- produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/MWh generato;
- indice di recupero rifiuti annuo (%): kg annui rifiuti inviati a recupero/kg annui rifiuti prodotti;
- criterio di gestione del deposito temporaneo adottato (temporale o quantitativo).

10.6.8 Emissioni – INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO:

- risultanze delle campagne d'indagine conoscitiva nelle aree di pertinenza della Centrale

10.6.9 Emissioni – RUMORE:

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

10.6.10 Eventuali problemi gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

Il rapporto potrà essere completato con tutte le informazioni, pertinenti, che il Gestore vorrà aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

10.7 Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno dieci anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità competente e all'Ente di controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del Piano di Monitoraggio e Controllo. Ad esempio, si ricorda che il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.

Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

11 QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Combustibili	Giornaliero Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Sostanze	Mensile	Annuale			
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Acqua					
Scarico SC2	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Scarichi SC1 e SC3	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Aria					
Emissioni convogliate	Continuo Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Emissioni non convogliate	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Suolo, sottosuolo e acque sotterranee					
Serbatoi stoccaggio	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Acque sotterranee	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Entro 2 anni Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale
Inquinamento elettromagnetico					
Misure periodiche	Quadriennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguinte	Annuale



ISPRA
*Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca
Ambientale*

11.1 Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte
Campionamenti	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto
Analisi campioni	Biennale	Campionamento in aria di tutti i micro inquinanti (non controllati in continuo) emessi da un camino (a rotazione) per confronto
	Biennale	Campionamenti in acqua di tutti gli inquinanti regolamentati allo scarico per confronto