



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



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

U.prot DVA DEC-2011-0000139 del 05/04/2011

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica della Società ENEL PRODUZIONE S.P.A. sita nel Comune di Camerata Picena (AN)

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

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

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

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

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

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;



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

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

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

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

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

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

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

VISTO il decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128, recante "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia



A handwritten signature in the bottom right corner of the page.

ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", ed in particolare l'articolo 4, comma 5;

VISTA l'istanza presentata in data 28 luglio 2006, prot. 1181, dalla Società ENEL PRODUZIONE S.P.A. (nel seguito indicata come il Gestore) a questo Ministero ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, per il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Camerata Picena (AN);

VISTA la nota DSA-2006-0033683 del 28 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale ora Direzione Generale per le valutazioni ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare l'istanza con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota del 13 aprile 2007, prot. 498/GEM-UB PF acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 aprile 2007, al n. DSA-2007-0011497, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0014029 del 17 maggio 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Corriere della Sera" in data 5 giugno 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000053 del 30 gennaio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000703 del 27 marzo 2009 di costituzione del nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0010126 DELL'11 aprile 2008;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota del 16 maggio 2008, prot. n. 473/GEM-UB PF, acquisita al protocollo del



Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 21 maggio 2008, al n. DSA-2008-0013728;

VISTA la ulteriore documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota del 25 maggio 2009, prot. n. Enel-PRO-25/05/2009-0020448, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 giugno 2009, al n. DSA-2009-0014216, relativa agli approfondimenti richiesti dal Gruppo istruttore nel corso della riunione del 7 maggio 2009;

VISTA la seconda richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DVA-2010-0018556 del 26 luglio 2010;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 30 luglio 2010 e la diffida della Direzione Generale a presentare la documentazione richiesta entro i termini di cui alla nota della Direzione Generale DVA-2010-0021889 del 16 settembre 2010;

VISTA la documentazione integrativa dell'istanza trasmessa dal Gestore con nota del 22 settembre 2010, prot. n. UB PF n. 69/2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio il 27 settembre 2010, al n. DVA-2010-0022729;

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

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

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

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001031 del 20 maggio 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della centrale termoelettrica della Società ENEL PRODUZIONE S.P.A., ubicata nel Comune di Camerata Picena (AN), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

VISTA la nota del 4 giugno 2010, prot. Id 5258574, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 giugno 2010, al



AM

n. DVA-2010-0014696, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0001031 del 20 maggio 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 7 giugno 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0014806 del 9 giugno 2010;

VISTA la nota del Ministero dello sviluppo economico prot. n. 10128 del 18 giugno 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del Mare il 18 giugno 2010 al n. DVA-2010-0015675, contenente l'elenco, fornito da TERNA, degli impianti turbogas di punta presenti in Italia e ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0002371 del 25 novembre 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, aggiornato sulla base delle determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 7 giugno 2010 e della documentazione integrativa trasmessa dal gestore con la nota del 22 settembre 2010, prot. n. UB PF n. 69/2010;

VISTA la nota del 7 dicembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 14 dicembre 2010, al n. DVA-2010-0030368, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0002371 del 25 novembre 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 14 dicembre 2010 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmesso ai partecipanti con nota prot. n. DVA-2010-0030483 del 15 dicembre 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2011-0000017 del 10 gennaio 2011, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 14 dicembre 2010;

VISTA la nota di TERNA del 20 gennaio 2011, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del Mare il 25 gennaio 2011 al n. DVA-2011-0001467 con la quale è confermato anche per il 2011 l'elenco degli impianti turbogas di punta presenti in Italia e ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo



WP

2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Febbraio 2009), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

VISTI i compiti assegnati all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale dall'articolo 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

RILEVATO che, in sede di Conferenza dei Servizi, l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale ha reso il previsto parere in ordine al piano di monitoraggio e controllo;

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

CONSIDERATO che il richiedente non ha comunicato l'esistenza di provvedimenti di VIA già rilasciati per l'impianto da autorizzare;

VISTA la nota DVA-4RI-2011-0000053 del 08/02/2011 con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell' articolo 6, comma 1, lettera e) della legge 7 agosto 1990, n.241 e s.m.i., ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale.

DECRETA

la Società ENEL PRODUZIONE S.P.A., identificata dal codice fiscale 05617841001 con sede legale in Via Regina Margherita, 125 – 00198 Roma (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel Comune di Camerata Picena (AN) alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 10 gennaio 2011 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0000017 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 28 luglio 2006 dalla Società ENEL PRODUZIONE S.P.A. ed integrata il 16 maggio 2008, il 25 maggio 2009 e il 22 settembre 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio della centrale termoelettrica dovrà attenersi a quanto di seguito specificato.



AA

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.
3. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, entro tre anni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, un piano di dismissione tale da garantire la dismissione completa dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo di validità dell'AIA, ovvero la presentazione, sempre entro tre anni dalla data di cui sopra, di un piano di adeguamento alle migliori tecniche disponibili di settore tale da garantire il rispetto dei nuovi valori limite prescritti entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni), come indicato al Capitolo 9, paragrafo 9.3.1. "Emissioni convogliate", pag. 59 del parere istruttorio.
4. Si prescrive al Gestore di presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale, entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, un progetto finalizzato al risanamento dell'impatto acustico ed alla valutazione degli impatti acustici della centrale nelle condizioni più gravose di impatto sonoro, e negli assetti impiantistici per i quali lo stesso gestore intende essere autorizzato, come indicato al Capitolo 9, paragrafo 9.5 "Emissioni sonore e vibrazioni", pag. 63 del parere istruttorio.
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



WAP

decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.

2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.

Art. 3

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre 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 semestrale 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.



AM

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 cinque anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto.
2. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che la domanda di rinnovo della presente autorizzazione sia presentata al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sei mesi prima della citata scadenza.
3. Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, la presente autorizzazione può essere comunque soggetta a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, il Gestore presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.





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

Art. 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 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 ENEL PRODUZIONE S.P.A., nonché notificato al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero del lavoro e delle politiche sociali, al Ministero dell'interno, alla Regione Marche, alla Provincia di Ancona, al Comune di Camerata Picena e all'Istituto Superiore per la Ricerca Ambientale.

WR

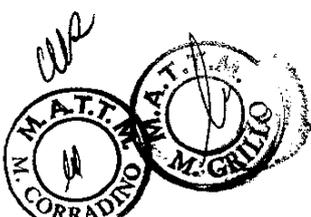


[Handwritten signature]

5. Ai sensi dell'articolo 29-quater, comma 13 e dell'articolo 29-decies, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per le Valutazioni Ambientali di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma e attraverso internet sul sito ufficiale del Ministero.
Dell'avvenuto deposito del provvedimento è data notizia con apposito avviso pubblico sulla Gazzetta Ufficiale.
6. A norma dell'articolo 29-quattordicesimo, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-decies, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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

Stefania Prestigiacomo





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



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

E.prot DVA - 2011 - 0000614 del 13/01/2011

IPPC-00_2011-0000017
del 10/01/2011

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 Enel Produzione S.p.A. - Centrale turbogas di Camerata
Picena (AN)**

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere istruttorio conclusivo e il Piano di monitoraggio e controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise nella Conferenza di Servizi del 14/12/2010, detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere precedentemente reso.

Il Presidente della Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali

Dario Ticali

All. c.s.



AU. 017/11



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere – ENEL PRODUZIONE S.p.A.
IMPIANTO TURBOGAS di CAMERATA
PICENA (AN)**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
“ENEL PRODUZIONE S.p.A.”
IMPIANTO TURBOGAS
di CAMERATA PICENA (AN)**

**GESTORE
LOCALITÀ
Gruppo Istruttore**

**ENEL PRODUZIONE S.P.A.
CAMERATA PICENA (AN)
Ing. Marco Antonio Di Giovanni
Dott.ssa Cinzia Albertazzi
Dott. Alessandro Martelli
Avv. Elena Tamburini
Geol. David Piccinini - referente Regione Marche
Dott. Marco Salustri - referente Provincia di Ancona
Dott. Paolo Tittarelli - referente Comune di Camerata Picena**



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

INDICE

1. DEFINIZIONI	4
2. INTRODUZIONE	6
2.1. ATTI PRESUPPOSTI	6
2.2. ATTI NORMATIVI	6
2.3. ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	8
3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	10
4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	11
4.1. GENERALITÀ	11
4.2. QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE	13
4.3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	14
4.4. CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	16
4.5. CONSUMI IDRICI	19
4.6. ASPETTI ENERGETICI	20
4.7. IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE, SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	23
4.8. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA	30
4.9. EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA	34
4.10. RIFIUTI	35
4.11. RUMORE E VIBRAZIONI	36
4.12. SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE	44
4.13. ODORI	44
4.14. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO	44
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	45
5.1. INTRODUZIONE	45
5.2. ARIA	46
5.3. ACQUA	46
5.4. SUOLO E SOTTOSUOLO	47
5.5. RUMORE E VIBRAZIONI	47
6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA	47
7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA E VERIFICA	
DI CONFORMITÀ DEI CRITERI IPPC	48
7.1. INTRODUZIONE	48
7.2. USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA	48
7.3. UTILIZZO DI MATERIE PRIME	49
7.4. ARIA	50
7.5. ACQUA	51
7.6. RIFIUTI	52
7.7. SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE	53
7.8. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI	53
8. CONSIDERAZIONI FINALI	55
9. PRESCRIZIONI	57



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

9.1.	CAPACITÀ PRODUTTIVA.....	57
9.2.	APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME	57
9.3.	EMISSIONI IN ARIA.....	57
	9.3.1 Emissioni convogliate.....	57
	9.3.2 Emissioni non convogliate.....	62
9.4.	EMISSIONI IN ACQUA	62
9.5.	EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI	63
9.6.	SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE.....	63
9.7.	PRESCRIZIONI SUI SERBATOI.....	63
9.8.	RIFIUTI	64
9.9.	PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI	66
9.10.	MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI	66
9.11.	DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI	67
10.	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI ...	67
11.	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	67
12.	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	67
13.	DURATA, RINNOVO E RIESAME	68
14.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	69



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ex Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	Ai sensi dell'art. 18, comma 1 del decreto legislativo n. 152 del 2006, il monitoraggio è effettuato dall'Autorità procedente in collaborazione con l'Autorità competente, anche avvalendosi del sistema delle Agenzie ambientali e dell'Istituto Superiore per la Prevenzione e la Ricerca Ambientale.
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. 128 del 2010. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla Parte seconda del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4 e dei documenti BREF (BAT Reference Documents) pubblicati dalla Commissione europea, nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a ENEL Produzione SpA - Impianto turbogas di Camerata Picena (AN), indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato VIII del D.Lgs. 152/2006 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, calore o rumore nell'aria, nell'acqua o nel suolo, che potrebbero nuocere alla salute umana o alla qualità dell'ambiente, causare il deterioramento di beni materiali, oppure danni o perturbazioni a valori ricreativi dell'ambiente o ad altri suoi legittimi usi.
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



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

suo complesso.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/2006, 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 29-bis, comma 1 del D.Lgs. 152/2006, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, 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 ex Direzione Salvaguardia Ambientale del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito <http://www.dsa.minambiente.it/aia>, al fine della consultazione del pubblico.

Valori Limite di Emissione (VLE)

La massa di inquinante espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

2. INTRODUZIONE

Il Gruppo Istruttore

2.1. *ATTI PRESUPPOSTI*

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2008-0000053 del 30/01/2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale ENEL Produzione S.p.A. - impianto turbogas di Camerata Picena al Gruppo Istruttore così costituito:
- Antonio Maria Rinaldi (referente GI)
 - Sergio Rapagnà
 - Rosanna Laraia;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2009-0000703 del 27/03/2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Centrale ENEL Produzione S.p.A. - impianto turbogas di Camerata Picena al Gruppo Istruttore così costituito:
- Marco Antonio Di Giovanni (referente GI)
 - Cinzia Albertazzi
 - Alessandro Martelli
 - Elena Tamburini;
- preso atto che con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- David Piccinini - Regione Marche
 - Marco Salustri - Provincia di Ancona
 - Paolo Tittarelli - Comune di Camerata Picena;
- 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:
- Carmelina Salierno
 - Roberto Borghesi
 - Barbara Bellomo.

2.2. *ATTI NORMATIVI*

- Visto il decreto legislativo 29 Giugno 2010, n. 128 "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

- Visto ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69";
il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento";
- vista la circolare ministeriale 13 luglio 2004 "Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I";
- visto il decreto ministeriale 31 gennaio 2005 "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici e di raffinerie, 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
- 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 il D. Lgs. n. 152/06 " Norme in materia ambientale" Pubblicato nella G.U. 14 aprile 2006, n. 88, S.O.
- visto l'articolo 6, comma 16, del D.Lgs. n. 152/2006, 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 della Parte quarta del decreto legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, secondo le disposizioni della medesima Parte quarta del decreto citato;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace ed efficiente;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;

visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".

2.3. ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data con prot. DSA-2006-0020491 del 31/07/2006;
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-00_2008-0000397 del 14/04/2008 (prot. DVA-2008-0010126 del 11/04/2008);
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore in data 16/05/2008 prot. 473 e recepite con prot. CIPPC-00_2008-0001130 del 29/08/2008 (prot. DVA-2008-0013728 del 21/05/2008); i chiarimenti trasmessi dal Gestore in data 20/05/2009 e recepiti con nota CIPPC-00_2009-0001204 del 20/05/2009;
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-00_2010-0001578 del 27/07/2010 (prot. DVA-2010-0018556 del 26/07/2010);
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore con nota UB PF n. 69/2010 del 22/09/2010 e recepite con prot. CIPPC-00_2010-0001870 del 24/09/2010 (prot. DVA-2010-0022729 del 27/09/2010)
- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: 28 Giugno 2006
 - il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) "1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW";



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

- 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;
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Scheda sintetica "sc1" del 22/06/2007 prot. CIPPC-00_2008-0001131 del 29/08/2008,
 - Relazione Istruttoria "ri4" del 19/10/2010 prot. CIPPC-00_2010-0002102 del 21/10/2010
 - Piano di Monitoraggio e Controllo "pmc6" del 27/12/2010 prot. CIPPC-00_2010-0002597 del 29/12/2010;
- visti i verbali delle riunioni del GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- verbale della riunione del GI del 21/03/2008, prot. CIPPC-00_2008-0001131 del 29/08/2009;
 - verbale della riunione del GI con il Gestore – Sessione Riservata del 07/05/2009, prot. CIPPC-00_2009-0001078 del 08/05/2009;
 - verbale della riunione del GI con il Gestore del 07/05/2009, prot. CIPPC-00_2009-0001079 del 08/05/2009;
 - verbale della riunione del GI del 03/12/2009, prot. CIPPC-00_2009-0002547 del 03/12/2009;
 - verbale della riunione del GI con il Gestore – Sessione Riservata del 11/11/2010, prot. CIPPC-00_2010-0002256 del 12/11/2010;
 - verbale della riunione del GI con il Gestore del 11/11/2010, prot. CIPPC-00_2010-0002257 del 12/11/2010;
- vista la nota del Ministero dello Sviluppo Economico relativamente ad impianti turbogas di punta per la produzione di energia elettrica presenti in Italia prot. 0010128 del 18/06/2010 recepita con prot. CIPPC_00-2010-0001261 del 18/06/2010;
- vista la nota del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativamente ad impianti turbogas di punta per la produzione di energia elettrica presenti in Italia U.prot. DVA – 2010-0016045 del 24/06/2010 recepita con prot. CIPPC_00-2010-0001319 del 25/06/2010;
- esaminati
- il verbale della Conferenza di Servizi del 07/06/2010, U.prot. DVA-2010-0014806 del 09/06/2010, recepito con prot. CIPPC-00_2010-0001183 del 10/06/2010,
 - il verbale della Conferenza di Servizi del 14/12/2010, U.prot. DVA-2010-0030483 del 15/12/2010, recepito con prot. CIPPC-00_2010-



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

0002543 del 17/12/2010;

EMANA

il seguente PARERE

3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENEL – Impianto turbogas di CAMERATA PICENA
Sede legale	Viale Regina Margherita 125 – 00198 ROMA
Sede operativa	Via San Giuseppe loc. Chiaravalle Comune di Camerata Picena (AN)
Tipo di impianto	Impianto esistente
Codice e attività IPPC	Codice IPPC: 1.1 – Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione > 50 MW Codice NACE: 40.11 – Produzione di energia elettrica Codice NOSE-P: 101.04 – Combustione nelle turbine a gas (intero gruppo)
Rappresentante Legale	Dott. Giovanni Mancini– Viale Regina Margherita 125 – 00198 ROMA
Gestore	Ing. Romolo Brevetti (sostituisce Ing. Fabio Persichetti dal 16/2/2007) SS.220 Pievaiola km.24 – 06060 PIEGARO (PG) 075/9557556 - 075/9557553
Referente IPPC	Ing. Omero Sguerri Indirizzo Località Piane - Via San Giuseppe, 6 Recapiti telefonici 071- 946058 - 329-8077437 e-mail omero.sguerri@enel.com
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Sistema di gestione ambientale	NO
Numero addetti	0 (zero)
Procedimenti penali in corso	NO

Il Gestore ha dichiarato nell'ultima integrazione del 05/10/2010 una potenza termica pari a 523,74 MWt ed una produzione effettiva di energia elettrica nell'anno 2005 pari a 8.252,041 MWh.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

4.1. GENERALITÀ

L'impianto in oggetto è un impianto turbogas a ciclo semplice.

La realizzazione di tale tipologia di impianti è stata prevista dal piano di emergenza proposto da ENEL al CIPE.

Tali impianti rispondevano all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale ed, in caso di blackout, contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete nazionale.

Infatti le caratteristiche principali di tale tipologia di impianti sono:

- ridotti tempi di avviamento (circa 20' - 30' per il pieno carico);
- possibilità di avviamento, in caso di blackout totale, senza ricorrere a fonti di energia elettrica dall'esterno.

Tali impianti non sono quindi destinati alla produzione continuativa di energia elettrica.

L'impianto turbogas di Camerata Picena, realizzato sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 10/04/72, è entrato in esercizio agli inizi del 1974 proseguendo l'attività di produzione di energia elettrica fino al 1999. A partire dal 2000 l'impianto è stato posto in assetto di indisponibilità all'esercizio e non ha più prodotto energia elettrica.

Per il tipo di funzionamento richiesto all'impianto il periodo di produzione 1974 - 1999 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento, che mediamente è risultato inferiore alle 150 ore/anno.

A fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, l'ENEL ha assunto l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Camerata Picena, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevata od in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa.

La rimessa in servizio dell'impianto ha visto una manutenzione straordinaria per il ripristino della funzionalità di tutte le apparecchiature con interventi atti a garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti d'impianto; non sono state apportate modifiche o nuove realizzazioni impiantistiche di rilievo.

A partire dal 2004 la centrale è nuovamente disponibile al normale esercizio, con impiego esclusivo di gas naturale.

Le fasi rilevanti dell'impianto sono quattro gruppi di generazione di energia elettrica (turbogas).

I dati relativi all'effettivo utilizzo dei turbogas dall'anno 2004 all'anno 2008 sono riportati nella tabella seguente.

Anno 2004	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	1.222,00	0,00	2.115,30	1.541,00	4.878,30
Ore di funzionamento	91	0	107	94	292
Numero di avviamenti	11	0	20	14	



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

<i>Anno 2005</i>	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	1.811,00	0,00	3.996,00	3.711,00	9.518,00
Ore di funzionamento	124	0	204	204	532
Numero di avviamenti	18	0	34	35	
<i>Anno 2006</i>	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	3.560	0	4.440	4.105	12.105
Ore di funzionamento	233	0	242	239	714
Numero di avviamenti	38	0	38	35	
<i>Anno 2007</i>	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	2.208	0	2.600	2.163	6.971
Ore di funzionamento	146	0	142	126	414
Numero di avviamenti	27	0	27	24	
<i>Anno 2008</i>	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	1.846	0	1.658	2.717	6.221
Ore di funzionamento	125	0	88	155	368
Numero di avviamenti	36	0	26	41	103
<i>Anno 2009</i>	Unità 1	Unità 2	Unità 3	Unità 4	Totale impianto
Produzione lorda (MWh)	708	0	1055	860	2623
Ore di funzionamento	125	0	57	51	233
Numero di avviamenti	16	0	19	18	53

Dati di esercizio anni 2004-2009

Il Gestore ha dichiarato che il regime ordinario medio di esercizio prevede il funzionamento contemporaneo dei gruppi per non più di 2 h al giorno, esclusivamente nel tempo di riferimento diurno (dalle ore 6:00 alle ore 22:00).

Il processo di produzione di energia elettrica è integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza (attività tecnicamente connesse), quali:

- stazione di decompressione e rete di distribuzione del gas metano;
- gruppi elettrogeni di emergenza (n.2);
- impianto antincendio;
- impianto trattamento acque reflue.

All'interno dell'impianto sono realizzati inoltre i locali per le officine, magazzini e servizi logistici. E' prevista la presenza di personale presso l'impianto proveniente da Pietrafitta in Provincia di PG. La gestione di tutte le attività è affidata infatti all'Unità di Business di Pietrafitta (PG) che ha il compito, tra l'altro, di effettuare gli interventi di pronto intervento, i controlli e le attività di routine, gestire gli interventi di manutenzione ordinaria e quelli programmati a cadenza, attraverso il proprio personale o con ditte appaltatrici.

Nei successivi paragrafi sono riassunte le informazioni fornite dal Gestore relativamente alle varie sezioni di impianto ed alle componenti ambientali interessate.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Nella nota alle integrazioni AIA presentata, il Gestore ha dichiarato che risulta problematico definire la capacità produttiva, intesa come “capacità relazionabile al massimo inquinamento potenziale dell’impianto” e, vista la modalità di funzionamento, ha ritenuto rappresentative degli impatti conseguenti all’esercizio dell’impianto le informazioni relative alla produzione effettiva nell’anno di riferimento.

4.2. QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE

Nella tabella seguente si riporta il quadro autorizzativo attuale.

Estremi atto autorizzativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
N°511/72	Comune di Camerata Picena	09/08/72	Nessuna	RD 1775 del 11/12/33	Licenza edilizia costruzione centrale elettrica
Determina Dirigenziale n. 220 del 02/04/04	Provincia di Ancona	02/04/04	02/04/19	D.Lgs. 258/00	Concessione attingimento acqua
N° 45/03	Provincia di Ancona	11/03/03	11/03/07	D.Lgs. 152/99	Autorizzazione scarico idrico
Determina Dirigenziale n. 816/06 (Autorizzazione n. 106/06).	Provincia di Ancona	29/08/06	29/08/10	D.Lgs. 152/06	Autorizzazione scarico idrico
N 10348 / 25434	Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Ancona	20/11/07	06/10/2010	L 966/65 DPR 577/82 DM 16/2/82 DM 37/98 DM 4/5/98	Certificato di Prevenzione Incendi
Decreto N° 185	MICA	10/04/72	----	RD 1775 del 11/12/33 DPR N° 620 del 28/06/55	Autorizzazione alla costruzione
Prot. n. 311/Area II	Prefettura	19/04/04	09/01/14	L. 07/05/65	Autorizzazione dep. oli

Non risultano presenti documenti autorizzativi per le emissioni in atmosfera ai sensi del DPR 203/88.

La situazione amministrativa è di seguito sintetizzata.

La costruzione e l’esercizio della centrale, costituita da 4 turbogas da 26 MW, è stata autorizzata con Decreto Ministeriale del 10/04/1972.

All’emanazione del D.P.R. 203/88 la centrale rientrava tra gli “impianti esistenti”, pertanto in data 22/06/1989 è stata presentata ai Ministeri dell’Industria, dell’Ambiente e della Sanità e in data 27/06/89 alla Regione Marche domanda di autorizzazione alla continuazione delle emissioni in atmosfera della centrale.

Successivamente, con lettera Enel prot. 9194 del 19/07/1991 inviata ai Ministeri dell’Industria, dell’Ambiente e della Sanità è stato dichiarato l’adeguamento dei turbogas in ciclo semplice, tra cui la centrale di Camerata Picena, al D.M.12 luglio 1990, senza necessità di interventi.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

4.3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

Gruppi di produzione

L'impianto produttivo si compone di quattro unità turbogas identiche (FASE 1, FASE 2, FASE 3, FASE 4) della potenza unitaria di 26.000 kW e, al fine di assicurare un'alimentazione di riserva, da due gruppi elettrogeni di emergenza.

Ogni unità è costituita essenzialmente da un compressore d'aria assiale, da un insieme di combustori racchiusi in un'unica camera di combustione anulare, da una turbina a gas e da un alternatore coassiale.

L'aria aspirata, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore ed inviata alla camera di combustione dove viene iniettato il combustibile che, bruciando, produce il fluido termico motore (miscela di aria compressa e gas di combustione); l'espansione del fluido termico nella turbina sviluppa energia meccanica.

L'alternatore, collegato alla turbina dal giunto sopra detto, provvede alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica; parte dell'energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale.

L'energia elettrica prodotta dall'impianto viene immessa nella rete 130 kV mediante trasformatori elevatori 16/140 kV - 60MVA, in caso di inattività dell'impianto i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete locale di media tensione mediante il trasformatore di avviamento.

I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all'atmosfera tramite un camino alto circa 15 metri.

Le principali caratteristiche di ciascun gruppo di produzione sono:

- potenza nominale continua di base: ai morsetti dell'alternatore 25.740 KW;
- potenza continua di punta: ai morsetti dell'alternatore 28.930 KW;
- combustibile utilizzato: gas naturale

Ciascun gruppo generatore turbogas è costituito dai componenti di seguito descritti.

1. Una turbina a gas di costruzione FIAT tipo TG 20 anno di costruzione 1973, monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 4840 giri/1, composta da:
 1. un compressore aria del tipo assiale a 18 stadi, rapporto di compressione 9:1;
 2. una camera di combustione avente 8 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;
 3. una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 3 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata.
2. Un generatore sincrono trifase di costruzione ASGEN tipo T-2-34200-3000-16000 anno di costruzione 1973, della potenza di 34.200 kVA a cos f 0,85, tensione 16 kV, frequenza 50 Hz.
3. Un motore diesel per l'avviamento del turbogas accoppiato all'asse della turbina tramite un convertitore di coppia idraulico che disinnesta ed arresta il Diesel quando la turbina ha raggiunto la velocità di auto sostentamento; il motore diesel è alimentato a gasolio contenuto nel suo serbatoio della capacità di circa 820 litri. Il tempo di funzionamento richiesto al diesel di lancio è di circa 10-15' ad ogni avviamento.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

Le apparecchiature sono sistemate all'interno di cabinati realizzati con pannelli modulari prefabbricati composti da una lamiera esterna zincata e da una lamiera interna perforata, riempita con materiale insonorizzante.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gas naturale che viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM ed alimenta i gruppi turbogas tramite una stazione di decompressione.

Un sistema di comando e controllo sovrintende alle operazioni di avviamento, arresto e variazioni di carico delle unità di produzione ed esegue il controllo automatico dei parametri di funzionamento; è prevista inoltre la possibilità di telecomando da remoto dell'impianto per l'esecuzione delle operazioni di avviamento, regolazione del carico e di arresto dalla sala controllo di Pietrafitta dell'Unità di Business di Pietrafitta (PG) individuata da Enel per sovrintendere al comando a distanza degli impianti turbogas a ciclo semplice.

Stazione di decompressione e reti di distribuzione del gas metano

Il gas naturale viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM ed alimenta i gruppi turbogas tramite due linee di decompressione e condizionamento, che si compongono di un filtro, un riscaldatore, una valvola regolatrice di pressione ed un silenziatore (per linea) e dal complesso di misura fiscale.

A monte del gruppo valvole delle linee di alimentazione gas di ciascun gruppo di generazione turbogas sono installati i separatori fasi liquide, eventualmente presenti, che drenano in un serbatoio d'espansione comune.

Il riscaldamento del gas naturale è effettuato con acqua calda fornita da due caldaie ausiliarie funzionanti in parallelo da 1.840.000 kCal/h complessive, alimentate anch'esse a gas naturale.

La portata massima di gas naturale per l'alimentazione delle quattro sezioni è di 50.000 Sm³/h, con pressione massima di arrivo alle linee di decompressione di 60 bar; la pressione di funzionamento a valle delle linee di riduzione è di 16 bar.

Gruppi elettrogeni di emergenza

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

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

I motori diesel sono di costruzione OM e DORMAN con potenza di 825 CV complessivi, collegati due generatori elettrici Leroy-Somer da 280 KW ciascuno.

Il gasolio necessario al funzionamento è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 400 l complessivi.

Impianto antincendio

L'impianto è dotato di sistema generale antincendio costituito da due serbatoi di riserva da 1.000 m³ totali, da una autoclave da 45 m³ (2/3 aria, 1/3 acqua), da una elettropompa e due motopompe azionate da motori diesel per l'alimentazione della rete di idranti distribuita sull'impianto.

L'elettropompa ha una portata di 350 m³/h, prevalenza 120 m, mentre le due motopompe hanno una portata di 350 m³/h ciascuna, prevalenza 80 m e sono azionate da motori diesel MWM da 269 HP; il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 250 l circa ciascuno.

A protezione dei cabinati dei turbogas, dei diesel di lancio, dei quadri elettrici e comando turbina, alternatore ed eccitatrice, è installato un impianto fisso automatico alimentato con bombole di CO₂,



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

disposte all'interno dei cabinati turbina, attivato da rilevatori antincendio (termocoppie continue e rilevatori ottici). I trasformatori elettrici, sono protetti da un impianto automatico ad acqua frazionata, azionato da rilevatori incendio del tipo a bulbo.

Inoltre su tutto l'impianto sono opportunamente distribuiti estintori portatili a polvere ed a CO₂. Le attività di manutenzione e ripristino della funzionalità di tutti i componenti dell'impianto hanno riguardato anche i sistemi antincendio ed hanno portato al rilascio del Certificato Prevenzione Incendi n. da parte del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Ancona, scaduto il 06/10/2010, di cui è stato chiesto, secondo quanto dichiarato dal gestore, il rinnovo in data 5/10/2010.

4.4. CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

Si riportano i consumi di materie prime:

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica) (*)					Anno di riferimento: 2005						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo ton
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
GAS Naturale	Fornitura SNAM Rete Gas	Materia prima grezza	F1, F2,F3,F4 AC2	Gassoso	68410-63-9	Metano	83,3-99,6	12	2-9-16-33	F+	4.842.917 (Smc)
Gasolio	Fornitura API	Materia prima grezza	F1,F2,F3,F4, AC3 e AC4	Liquido	Non presente sulla scheda	Miscela complessa di idrocarburi	nd	40-51/53-65-66	24-36-37-61	Xn-N	2,137
(*) Nota: Trattandosi di un impianto termoelettrico non sono presenti "materie prime", funzionali alla produzione ad eccezione del combustibile (vedi Scheda B.5.1). Nel seguito si riportano anche i principali materiali di consumo, oli di lubrificazione od isolanti e gas estinguente antincendio (CO ₂), con la necessaria premessa che non può escludersi la possibilità di utilizzare in impianto altri materiali di consumo funzionali all'esercizio o alla manutenzione dell'impianto. Non si ritiene possibile né giustificato limitare l'uso di prodotti di consumo commerciali, né la tipologia di oli minerali utilizzati come dielettrico o lubrificante, le cui caratteristiche chimico-fisiche e potenziali effetti ambientali sono sempre specificati nelle schede di sicurezza recepite dal produttore, ai sensi del Regolamento Europeo in materia (REACH), e conservate in impianto. Si specifica infatti che le indicazioni sotto riportate in merito a "Eventuali sostanze pericolose contenute", frasi R e S, Classe di pericolosità, sono riferite all'attuale classificazione dei prodotti presenti in impianto.											
Oli lubrificanti	Fornitura AGIP	Materiale di consumo funzionale all'esercizio/manutenzione	F1, F2, F3,F4, AC3, AC4, AC5	liquido	64741-95-3	Olio minerale a base paraffinica	54			Non presente nelle schede Agip	(*)
Anidride carbonica		Materiale di consumo c.s.	F1,F2,F3, F4,AC4	Gassoso	1224-38-9	Anidride carbonica	n.d.	As	9-23	n.p	(*)

(*) N.B.: Nell'anno 2005 non sono stati registrati consumi significativi di oli lubrificanti e di CO₂, si riportano di seguito i consumi di oli di lubrificazione registrati per rimbocchi sui macchinari e di CO₂ per ricarica bombole di CO₂ estinguente antincendio rispettivamente:
 - per gli oli : anno 2008 390 Kg; anno 2009 0 Kg; periodo gennaio-agosto 2010 180 Kg
 - per la CO₂ : anno 2007 3690 Kg



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo ton
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
GAS Naturale		Materia prima grezza	F1, F2,F3,F4 AC2	Gassoso	68410-63-9	Metano	83,3+9 9,6	12	2- 9- 16- 33	F+	3.641.200 (Smc)
Gasolio		Materia prima grezza	F1,F2,F3,F4, AC3 e AC4	Liquido	Non presente sulla scheda	Miscela complessa di idrocarburi	nd	40- 51/5 3- 65- 66-	24- 36- 37- 61- -	Xn-N	1,717
Oli lubrificanti		Materie di consumo funzionali all'esercizio/manutenzione	F1, F2, F3,F4, AC3, AC4,AC5	liquido	64741-95-3	Olio minerale a base paraffinica	54	-	-	Non presente nelle schede Agip	0,5
Anidride carbonica		Materie di consumo c.s.	F1,F2,F3,F4, AC4	Gassoso	1224-38-9	Anidride carbonica	n.d.	As	9- 23	n p	4,0

N.B.: I consumi di cui sopra, sono stati calcolati, considerando un funzionamento dei gruppi turbogas (Fase 1, Fase 2, Fase 3, Fase4) alla potenza nominale, per 100 ore annue per ogni singolo gruppo, e quantitativi marginali consumati dalle Attività connesse (AC2, AC3 e AC4) presenti nella Centrale Turbogas di Camerata Picena.
Per quanto ai combustibili gas naturale e gasolio vedi anche scheda B.5.2.
Per quanto ai consumi di oli lubrificanti e di anidride carbonica, poiché non dipendenti dal funzionamento dell'impianto, sono stati indicati quantitativi stimati con riferimento ai massimi consumi verificatisi nell'impianto in occasione di interventi di manutenzione più rilevanti negli anni recenti (quantitativi di CO2 necessari alla ricarica dei set di bombole antincendio e quantitativi di olio di lubrificazione per rabbocco macchinari rotanti).

Il ciclo produttivo dell'impianto turbogas di Camerata Picena utilizza esclusivamente gas naturale che viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM ed alimenta i gruppi turbogas tramite una stazione di decompressione.

Il consumo di metano è pari a circa 11.500 Smc/h per ciascun gruppo alla potenza continua di 25.740 KW.

Il gasolio, utilizzato nei primi anni di funzionamento, non è più impiegato per la produzione di energia elettrica.

I quattro serbatoi fuori terra adibiti allo stoccaggio del gasolio per l'alimentazione dei gruppi turbogas (due serbatoi da 1.148 mc e 2 serbatoi da 5.469 mc) ed il serbatoio interrato della capacità di 50 mc di travaso gasolio dalle autobotti verso i serbatoi di stoccaggio fuori terra sono stati dismessi e bonificati.

Il gasolio viene attualmente utilizzato per alimentare i motori diesel di avviamento dei turbogas, i motori diesel dei due gruppi elettrogeni di emergenza e i motori diesel delle due motopompe dell'impianto antincendio.

Ogni motore diesel di avviamento dei turbogas è alimentato con il gasolio contenuto nel suo serbatoio della capacità di circa 820 litri.

Il gasolio necessario al funzionamento dei gruppi elettrogeni di emergenza è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 400 litri complessivi.

Il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe dell'impianto antincendio è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 250 litri circa ciascuno.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Esiste tuttora presso l'impianto un serbatoio interrato da 50 mc destinato allo stoccaggio di gasolio, autorizzato fino al 2014. Il Gestore dichiara che tale serbatoio non è utilizzato, ma è tenuto permanentemente vuoto, in modo da eliminare il rischio di potenziali perdite/sversamenti accidentali nocivi per la salvaguardia ambientale.

Il rifornimento dei serbatoi di servizio viene eseguito periodicamente tramite scarico diretto da autobotti.

Il Gestore non ha esplicitato se intende in futuro utilizzare il serbatoio interrato sopra descritto e se pertanto debba essere autorizzato.

Con le integrazioni del 26/07/2010 (Prot. DVA-2010-0018556) il Gestore ha fornito indicazioni relative alle caratteristiche dei serbatoi (modalità di esercizio e presenza o meno di eventuali aree di contenimento di possibili sversamenti incidentali, capacità e materiale stoccato).

Nella tabella seguente si riportano i dati forniti nell'integrazione del 24/09/10 dal Gestore relativamente al consumo di combustibili nell'anno 2005 e alla capacità produttiva.

B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica)			Anno di riferimento: 2005	
Combustibile	% S (in peso)	Consumo annuo	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas naturale	0 ⁽¹⁾	4.842.917 Sm ³	33.833,5308	163.852.981
Gasolio	0,035	2.137 kg	42.650,9316	91.145

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)				
Combustibile	% S	Consumo annuo	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas naturale	0 ⁽¹⁾	3.641.200 Sm ³	33.833,5308	123.194.652
Gasolio	0,10	1.717 kg	42.650,932	73.232

In seguito alla richiesta di integrazione del 2010, il gestore ha fornito la caratterizzazione delle frazioni contenute dal gas metano relative alla percentuale di zolfo presente nel combustibile: n. 8 verbali mensili, per il periodo gennaio-agosto 2010, con cui SNAM Rete Gas, comunica quantità e composizione del gas naturale fornito all'impianto di Camerata Picena.

Inoltre è stata rettificata la scheda B.5 considerando il valore medio dei PCI del metano di fornitura SNAM dell'anno 2005.

Sono presenti in impianto anche modeste quantità di oli minerali lubrificanti e dielettrici contenuti rispettivamente nei turbogas e nelle rispettive casse olio di riserva ed all'interno dei trasformatori principali e dei servizi ausiliari.

I trasformatori di potenza dispongono di bacino di contenimento per la raccolta di eventuali perdite di olio e tutte le zone con presenza di olio lubrificante o dielettrico sono servite da reticolo fognario che recapita all'impianto di trattamento delle acque reflue.

Nell'integrazione del 2010 viene riportato l'elenco degli stoccaggi delle materie prime, prodotti ed intermedi, come di seguito in tabella:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità(*)	Capacità	Materiale stoccato
SS1	Serbatoio interrato in acciaio	50 mc	---	In servizio	50 mc	Gasolio
SS2	Serbatoio di servizio a motopompe antincendio n.1 e n.2	0,6 mc	---	In servizio bacino di contenimento pari a 40% della capacità serbatoio	0,6 mc	Gasolio
SS3	Serbatoio di servizio a diesel di lancio CP1	0,7 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	0,7 mc	Gasolio
SS4	Serbatoio di servizio a diesel di lancio CP2	0,7 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	0,7 mc	Gasolio
SS5	Serbatoio di servizio a diesel di lancio CP3	0,7 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	0,7 mc	Gasolio
SS6	Serbatoio di servizio a diesel di lancio CP4	0,7 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	0,7 mc	Gasolio
SS7	Serbatoio di servizio a diesel di emergenza	0,48 mc	---	In servizio munito di bacino di contenimento	0,48 mc	Gasolio
SS8	Serbatoio di servizio a diesel di emergenza	0,25 mc	---	In servizio bacino di contenimento non presente	0,25 mc	Gasolio
SS9	Serbatoio olio lubrificazione turboalternatore CP1	12 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	12 mc	Olio
SS10	Serbatoio olio lubrificazione turboalternatore CP2	12 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	12 mc	Olio
SS11	Serbatoio olio lubrificazione turboalternatore CP3	12 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	12 mc	Olio
SS12	Serbatoio olio lubrificazione turboalternatore CP4	12 mc	---	In servizio in cabina TG, bacino di contenimento non presente	12 mc	Olio
SS14	Deposito fusti di esausto	Max nr. 2 fusti 0,2 mc	---	In servizio	Max nr. 2 fusti 0,2 mc	Oli

4.5. **CONSUMI IDRICI**

L'approvvigionamento di acqua ad uso industriale avviene tramite due pozzi ubicati sulla sponda destra del fiume Esino, della profondità di circa 20 m. Su ogni pozzo è installato un misuratore di portata.

Dalla planimetria presentata si rileva che l'acqua viene alimentata solo da uno dei due pozzi esistenti (individuato dalle coordinate N 43°35'11" EO 13°20'56").



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

L'acqua è utilizzata essenzialmente per l'antincendio e per i lavaggi delle aree con presenza di macchinari.

Per gli usi igienico-sanitari l'acqua potabile è fornita dall'acquedotto comunale gestito da CONSORZIO GORGOVIVO, della Provincia di Ancona

Nella tabella seguente si riportano i dati forniti dal Gestore relativamente ai consumi idrici nell'anno 2005 aggiornata.

B.2.1 Consumo di risorse idriche (parte storica) *				Anno di riferimento: 2005							
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero, m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
1	Pozzo	AC3	<input type="checkbox"/> igienico sanitario								
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
<input checked="" type="checkbox"/> altro antincendio, lavaggio strade	1.826	5		si							
1	Acquedotto ad uso potabile	-	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario	563	1,54		si				
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
<input type="checkbox"/> altro (specificare).....											

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)											
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta	
1	Pozzo	AC3	<input type="checkbox"/> igienico sanitario								
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
<input checked="" type="checkbox"/> altro antincendio, lavaggio strade	2.000(*)	5,48		si							
1	Acquedotto ad uso potabile	-	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario	600 (**)	1,64		si				
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo							
				<input type="checkbox"/> raffreddamento							
<input type="checkbox"/> altro (specificare).....											

(*) Il consumo di risorse idriche per tali usi non è legato alla produzione dei gruppi turbogas. Si riporta il max consumo acqua di reintegro serbatoi acqua antincendio ed acqua per uso irriguo e lavaggio strade, stimato in base a dati storici.

(**) Il consumo di risorse idriche per usi igienico-sanitari non è legato alla produzione dei gruppi turbogas. Si riporta come consumo alla capacità produttiva, il max consumo di acqua annuale verificatosi nel periodo recente, arrotondato per eccesso in via prudenziale e pari a 600 mc rispetto ai 563 mc. max misurati nel 2005.

4.6. ASPETTI ENERGETICI

La realizzazione dell'impianto turbogas di Camerata Picena risponde principalmente all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), a garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale ed, in caso di blackout, intervenire immediatamente per ripristinare prontamente le condizioni di normale funzionalità della rete stessa.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

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

Il Gestore ha dichiarato, inoltre, che i sistemi di controllo e supervisione consentono di raggiungere in ogni momento i migliori parametri di rendimento compatibili con l'esercizio richiesto, attraverso il controllo e l'ottimizzazione dell'assetto di combustione.

Nelle tabelle seguenti si riportano i dati forniti dal Gestore relativamente alla produzione ed al consumo di energia nell'anno 2005.

B.3.1 Produzione di energia (parte storica)			Anno di riferimento: 2005					
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (MW) (a)	Energia prodotta (MWh) (b)	Quota ceduta a terzi (MWh) (c)	Potenza elettrica nominale (MW) (d)	Energia lorda prodotta (MWh) (e)	Quota ceduta a terzi (MWh) (f)
Fase 1	Gruppo di produzione n. 1	Gas metano	130	9071,80	0	26	1.811	1.475,131
Fase 2	Gruppo di produzione n. 2	Gas metano	130	0	0	26	0	-67,741 (*)
Fase 3	Gruppo di produzione n. 3	Gas metano	130	18.661,05	0	26	3.996	3.565,988
Fase 4	Gruppo di produzione n. 4	Gas metano	130	17.364,25	0	26	3.711	3.278,663
AC2	Caldiaie aux n° 1	Gas metano	1,07	368,48	0	---	---	---
AC2	Caldiaie aux n° 2	Gas metano	1,07	40,94	0	---	---	---
AC3	Gruppi elettrogeni n°1	Gasolio	0,8	1,18	0	0,28	0	---
AC3	Gruppi elettrogeni n°2	Gasolio	0,8	1,18	0	0,28	0	---
TOTALE			523,74		0	104,56	9.518	8.252,04

(a)-(d) Desunti da dati di Progetto (dati di terga del macchinario)

(b) Calcolata come prodotto tra il Consumo di combustibile per il suo Potere Calorifico medio nell'anno

(e) Energia lorda prodotta desunta da DB Esercizio di ENEL (ESIM)

(f) Energia netta prodotta desunta da DB Esercizio di ENEL (ESIM)

(*) Nota: Il gruppo di produzione n.2 dal 2004 è fuori servizio causa un'avaria grave occorsa allo statore alternatore. Il flusso negativo di energia elettrica prodotta è dipendente dalla quota parte di energia assorbita dai servizi aux di gruppo e dei servizi generali d'interesse anche del gruppo n.2.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENEL PRODUZIONE SPA

IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA PICENA(AN)

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (MW) (a)	Energia prodotta (MWh) (b)	Quota ceduta a terzi (MWh) (c)	Potenza elettrica nominale (MW) (d)	Energia lorda prodotta (MWh) (e)	Quota ceduta a terzi (MWh) (f)
Fase 1	Gruppo di produzione n. 1	Gas metano	130	8.554	0	26	2.200	1.900
Fase 2	Gruppo di produzione n. 2	Gas metano	130	8.554	0	26	2.200	1.900
Fase 3	Gruppo di produzione n. 3	Gas metano	130	8.554	0	26	2.200	1.900
Fase 4	Gruppo di produzione n. 4	Gas metano	130	8.554	0	26	2.200	1.900
AC2	Caldaja aux n° 1	Gas metano	1,07	160	0	---	---	---
AC2	Caldaja aux n° 2	Gas metano	1,07	160	0	---	---	---
AC3	Gruppo elettrogeno n°1	Gasolio	0,8	1,18	0	0,28	0	---
AC3	Gruppo elettrogeno n°2	Gasolio	0,8	1,18	0	0,28	0	---
TOTALE			523,74		0	104,56	8.800	7.600

(a)-(d) Desunti da dati di Progetto (dati di targa del macchinario)

(b) Per le fasi 1, 2, 3 e 4 Calcolata come prodotto tra il Consumo di combustibile riportato sulla scheda B.5.2 (diviso in maniera uguale per i 4 gruppi) moltiplicato per il suo Potere Calorifico medio nell'anno 2005

(c) Per quanto riguarda i diesel di emergenza (AC3), poiché il funzionamento per prove periodiche non è dipendente dalla ore di funzionamento dei gruppi TG, si assumono i parametri operativi corrispondenti a quelli storici dell'anno di riferimento 2005. Per quanto riguarda le caldaie ausiliarie (AC2) l'energia termica prodotta varia in maniera proporzionale alle ore di funzionamento delle fasi (320MWh complessive) ed è indicata equamente sviluppata dalle due caldaie.

(e) Energia lorda calcolata come potenza elettrica massima attualmente esercibile dei gruppi (22MW) per 100 (ore di funzionamento)

(f) Quota di energia elettrica prodotta ceduta a terzi, considerando un consumo complessivo degli ausiliari più le perdite di trasformazione pari a 300MWh nel corso di un anno come desunto dall'esercizio della Fase 1 del 2005 che, con 124 ore di esercizio effettivamente prestato, ha comportato un consumo di 335MWh.

B.4.1 Consumo di energia (parte storica)			Anno di riferimento: 2005		
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) (a)	Energia elettrica consumata (MWh) (b)	Prodotto principale (MWh)(c)	Consumo termico specifico (kWh/unità) (d)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità) (e)
Fase 1 - Gruppo di produzione n. 1	9.071,80	335,87	1.475,131	6,15	0,23
Fase 2 - Gruppo di produzione n. 2	0	67,74	-67,74 (*)	n.a.	n.a.
Fase 3 - Gruppo di produzione n. 3	18.661,05	430,10	3.565,988	5,23	0,12
Fase 4 - Gruppo di produzione n. 4	17.364,25	432,40	3.278,663	5,29	0,13
TOTALE	45.097,10	1.266,11	8.282,041	5,46	0,15

(a) Pari all'energia termica prodotta dalla combustione del metano (vedi scheda B.3.1) in quanto totalmente destinata alla produzione termoelettrica.

(b) Energia elettrica consumata, intesa come consumo degli ausiliari più le perdite di trasformazione nell'anno 2005, rilevata dalla BD Esercizio Enel.

(c) Energia netta prodotta rilevata dalla BD Esercizio Enel (vedi scheda B.3.1).

(d) Consumo termico specifico = energia termica consumata/energia elettrica netta prodotta, rilevata dalla BD Esercizio Enel.

(e) Consumo elettrico specifico = energia elettrica consumata/energia elettrica netta prodotta, rilevata dalla BD Esercizio Enel.

(*) Nota: Il gruppo di produzione n.2 dal 2004 è fuori servizio causa un'avaria grave occorsa allo statore alternatore. Il flusso negativo di energia elettrica prodotta è dipendente dalla quota parte di energia assorbita dai servizi aux di gruppo e dai servizi generali d'interesse anche del gruppo n.2.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) (a)	Energia elettrica consumata (MWh) (b)	Prodotto principale (c)	Consumo termico specifico (kWh/unità) (d)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità) (e)
Fase 1 - Gruppo di produzione n. 1	8.554	300	1.900	4,50	0,16
Fase 2 - Gruppo di produzione n. 2	8.554	300	1.900	4,50	0,16
Fase 3 - Gruppo di produzione n. 3	8.554	300	1.900	4,50	0,16
Fase 4 - Gruppo di produzione n. 4	8.554	300	1.900	4,50	0,16
TOTALE	34.216	1.200	7.600	4,50	0,16

Relativamente al consumo di energia il Gestore ha dichiarato che per il funzionamento delle unità di produzione e delle attività connesse, l'impianto consuma energia elettrica che, nel corso del funzionamento delle unità di produzione, è una piccola parte (circa 2%) derivata dall'energia prodotta; nei periodi di inattività dei gruppi di produzione l'energia è derivata dalla rete esterna.

Dallo schema a blocchi presentato si rileva che la quantità di energia elettrica consumata nell'anno 2005 è pari a 1.266,11 MWh. Tale quantitativo rappresenta l'energia utilizzata per il funzionamento delle apparecchiature elettriche del ciclo produttivo e per l'alimentazione dei servizi generali dell'impianto ed è misurata tramite appositi contatori.

Invece l'energia elettrica prodotta, pari a 8.252,041 MWh costituisce l'energia netta immessa in rete. Tale dato è ricavato dai contatori dell'energia lorda prodotta dalle quattro unità di produzione da cui viene sottratta l'energia consumata per il funzionamento delle apparecchiature elettriche del ciclo produttivo e per l'alimentazione dei servizi generali dell'impianto, che è misurata tramite appositi contatori.

4.7. IMPIANTO DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE, SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA

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

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

Le acque di tipo a) derivano da spurghi e lavaggi di aree coperte inquinabili da oli minerali (sala macchine, edificio servizi industriali, ecc.) e da precipitazioni su aree scoperte.

In tali acque possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi.

Con l'integrazione del 2010, il gestore descrive con maggiore dettaglio il sistema di trattamento delle acque oleose; le acque potenzialmente inquinate da oli sono raccolte, tramite rete fognaria, in una vasca di calma dalla quale per tracimazione passano nella vasca di disoleazione della capacità di 1500 m³.

Da questa vasca, le acque vengono avviate saltuariamente verso lo scarico autorizzato con l'utilizzo



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

di due pompe le cui portate sono state verificate il 18/08/10 e risultate essere mediamente pari 19,5 mc/ora cad. Non è presente un misuratore di portata anche se ciascuna pompa è fornita di apposito contaore installato a fine 2008.

Prima del loro rilascio le acque vengono disoleate tramite passaggio attraverso due canali paralleli muniti di sfioratore da cui l'eventuale eccesso di olio può trascinare nella vasca di raccolta sottostante.

All'estremità di ciascuno dei due canali è disposta una vasca sifone attrezzata con filtri lamellari in acciaio che effettuano una filtrazione meccanica dell'acqua oleosa trattenendone l'olio presente. Tali residui oleosi sono fatti convergere verso un pozzetto collettore dal quale periodicamente sono pompati da un operatore verso un serbatoio di stoccaggio oli esausti e smaltiti.

L'acqua disoleata viene rilasciata verso lo scarico autorizzato. La misura di portata delle acque reflue viene attuata tramite rilevazione delle ore di funzionamento delle pompe di sollevamento e verifica periodica della loro portata.

L'acqua trattata tramite comandi manuali viene scaricata, unitamente alle acque meteoriche non inquinata, al corpo recettore (fosso provinciale senza nome affluente del fiume Esino).

Per lo scarico delle acque reflue dell'impianto nel fosso provinciale è stata rilasciata l'autorizzazione della Provincia di Ancona n. 45/03 del 11/03/2003, rinnovata con Det. Dir. N. 816 del 29/08/2006 (Autorizzazione n. 106/06).

Prima dell'immissione nel fosso provinciale le acque trattate transitano in un pozzetto di ispezione per il prelievo di campioni da analizzare.

Le modalità di controllo chimico-fisico delle acque di scarico della centrale sono definite con la procedura operativa PO ACQUA, presentata dal Gestore.

I campioni vengono prelevati nel pozzetto fiscale con cadenza annuale e sono analizzati presso il laboratorio chimico dell'unità ENEL/GEM/Produzione Geotermica di Lardarello (con le osservazioni presentate in sede di CdS del 14/12/2010, il Gestore ha precisato che tali analisi possono essere effettuate anche presso altri laboratori terzi certificati). Le analisi effettuate sono registrate su apposito bollettino e archiviate nel registro presente nel laboratorio chimico della Centrale di Pietrafitta.

La Direzione viene avvisata se i valori superano l'80% del limite di legge.

A giudizio del Responsabile dei controlli, nel caso in cui i valori delle analisi si avvicinino o superino l'80% del valore limite, vengono effettuati controlli con una frequenza superiore. Le analisi effettuate in condizioni anomale vengono registrate nei bollettini di analisi, con l'indicazione delle condizioni non routinarie o degli eventi particolari di produzione dei reflui.

Il Gestore ha presentato una nota sulle sostanze inquinanti pertinenti, in cui dichiara che, visto il carico inquinante potenziale in ingresso ed il tipo di trattamento primario subito dai flussi di acque meteoriche "sporche", gli analiti potenzialmente rilevabili allo scarico in acque superficiali (ed effettivamente rintracciati in concentrazioni medie almeno dell'ordine 10^{-1} volte il limite) sono i seguenti:

4. materiali in sospensione (SST);
5. sostanze degradabili con richiesta di ossigeno (misurate come COD);
6. metalli (Fe, Zn, Cr(VI)) ;
7. azoto nitroso;
8. idrocarburi (oli minerali) ;



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

9. tensioattivi totali;
10. fenoli.

Inoltre il Gestore ha dichiarato di eseguire periodicamente controlli anche sui seguenti ulteriori inquinanti, sebbene le concentrazioni presenti siano ampiamente al di sotto dei limiti consentiti:

11. cromo totale;
12. azoto ammoniacale;
13. azoto nitrico.

Il Gestore ha aggiornato i dati relativi alle emissioni in acqua per l'anno 2009 e alla capacità produttiva, così come riportato nelle tabelle di seguito.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.10.1 Emissioni In acqua (parte storica)		Anno di riferimento: 2009		
Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa (*)	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
MI	PH	---	---	7,5
	TEMPERATURA	---	---	21,9 °C
	CONDUCIBILITÀ ELETTRICA SPECIFICA $\mu\text{S}/\text{CM } 20^\circ$	---	---	146 $\mu\text{S}/\text{CM } 20^\circ$
	OSSIGENO DISCIOLTO	NO	132,59	6,8
	MATERIALI GROSSOLANI	NO	assente	Assente
	SOLIDI SOSPESI TOTALI	NO	77,99	4
	RICHIESTA CHIMICA DI OSSIGENO COD	NO	955,39	49
	RICHIESTA BIOCHIMICA DI OSSIGENO BOD 5	NO	389,96	20
	ARSENICO TOTALE	SI	0,19	<0,01
	CADMIO	SI PP	0,10	<0,005
	CROMO TOTALE	SI	0,97	<0,05
	CROMO VI	SI	0,97	<0,05
	FERRO	NO	1,95	<0,1
	MERCURIO	SI PP	0,02	<0,0008
	NICHEL TOTALE	SI P	0,19	<0,01
	PIOMBO TOTALE	SI P	0,19	<0,01
	RAME	NO	0,97	<0,05
	ZINCO	NO	1,95	<0,1
	SOLFATI	NO	74,09	3,8
	CLORURI	NO	350,96	18
	FOSFORO TOTALE P	NO	1,95	<0,1
	AZOTO AMMONIACALE NH_4	NO	7,99	0,41
	AZOTO NITRICO N	NO	4,87	0,25
	AZOTO NITROSO N	NO	0,19	<0,01
	GRASSI E OLI ANIMALI E VEGETALI	NO	97,49	<5
	IDROCARBURI TOTALI (SOMMATORIA DI C<12 E C>12)	SI	27,30	1,4
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	7,80	0,4
	FENOLI	SI	3,12	0,16
	SAGGIO DI TOSSICITÀ (%)	---	---	11
	CARBONIO ORGANICO TOTALE	NO	311,97	16
	FLUORURI	NO	6,24	0,32
	PENTAFLOROBENZENE	SI PP	0,97	<0,05
NONIL FENOLO	SI PP	0,97	<0,05	

*) B.: L'impianto NON UTILIZZA ACQUA per il proprio processo industriale a meno di quantitativi trascurabili prelevati in occasione di prove del sistema antincendio (Attività connessa 4 - AC4). Il reintegro dei serbatoi acqua antincendio è effettuato con acqua proveniente dall'unico pozzo ancora in funzione. Le prove antincendio non sono relazionabili alle ore di funzionamento dei gruppi.

nel calcolo del flusso di massa è stata utilizzata la quota MI della portata media allo scarico SF1 di cui alla scheda B.9.1 parte storica pari a 4.543 mc/anno con un funzionamento complessivo delle pompe pari a 233 ore/anno.

*) Fonte DM367 del 06/11/2003



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa (*)	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
MI	PH	---	---	8,54
	TEMPERATURA	---	---	25,3
	COLORE	---	---	Non percettibile
	ODORE	---	---	Non molesto
	MATERIALI GROSSOLANI	---	---	assente
	SOLIDI SOSPESI TOTALI	NO	177,43	9,1
	RICHIESTA BIOCHIMICA DI OSSIGENO BOD 5	NO	389,96	20
	RICHIESTA CHIMICA DI OSSIGENO COD	NO	955,39	49
	ALLUMINIO	NO	0,97	0,05
	ARSENICO	SI	0,35	0,018
	BARIO	NO	0,97	0,05
	BORO	NO	0,58	0,03
	CADMIO	SI PP	0,10	0,005
	CROMO	SI	0,97	0,05
	CROMO VI	SI	0,97	0,05
	FERRO	NO	15,60	0,8
	MANGANESE	NO	3,90	0,2
	MERCURIO TOTALE	SI PP	0,02	0,0008
	NICHEL	SI P	3,90	0,2
	PIOMBO	SI P	0,19	0,01
	RAME	NO	0,97	0,05
	SELENIO	NO	0,04	0,002
	STAGNO	NO	0,97	0,05
	ZINCO	NO	2,73	0,14
	CIANURI TOTALI	SI	0,10	0,005
	CLORO ATTIVO LIBERO	NO	0,97	0,05
	SOLFURI	NO	13,65	0,7
	SOLFITI	NO	4,68	0,24
	SOLFATI SO4	NO	1.891,29	97
	CLORURI	NO	787,71	40,4
	FLUORURI	NO	6,24	0,32
	FOSFORO TOTALE P	NO	11,31	0,58
	AZOTO AMMONIACALE NH4	NO	40,95	2,1
	AZOTO NITROSO N	NO	8,38	0,43
	AZOTO NITRICO N	NO	82,28	4,22
	AZOTO TOTALE N	NO	74,09	3,8
	IDROCARBURI TOTALI (SOMMATORIA DI C<12 E C>12)	SI	36,85	1,89
	FENOLI	SI	9,75	0,5
	ALDEIDI	NO	0,97	0,05



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
MI	SOLVENTI ORGANICI AROMATICI:		-	
	TOLUENE	SI	0,19	0,01
	BENZENE	SI P	0,19	0,01
	O-XYLENE	SI	0,19	0,01
	ETHYLBENZENE	SI	0,19	0,01
	ISOPROPIL-BENZENE	SI	0,19	0,01
	N-PROPIL-BENZENE	SI	0,19	0,01
	STYRENE	SI	0,19	0,01
	M,P-XYLENE	SI	0,19	0,01
	1,3-DICHLOROBENZENE	SI	0,19	0,01
	1,4-DICHLOROBENZENE	SI	0,19	0,01
	1,2-DICHLOROBENZENE	SI	0,19	0,01
	CHLOROBENZENE	SI	0,19	0,01
	TOTALE SOLVENTI ORGANICI AROMATICI		2,34	0,12
	SOLVENTI ORGANICI AZOTATI	NO	0,19	0,01
	TENSIOATTIVI TOTALI	NO	23,40	1,2
	PESTICIDI FOSFATI	SI	0,02	0,001
	PESTICIDI TOTALI (ESCLUSI I FOSFATI)	SI	0,02	0,001
	SOLVENTI ORGANICI CLORURATI			
	CLOROFORMIO	SI P	0,19	0,01
	BROMODICLOROMETANO	SI	0,19	0,01
	TRECLOROETILENE	SI	0,19	0,01
	TETRACLORURO DI CARBONIO	SI	0,19	0,01
	DIBROMOCLOROMETANO	SI	0,19	0,01
	TETRACLOROETILENE	SI	0,19	0,01
	BROMOFORMIO	SI	0,19	0,01
	1,1,1TRICLOROETANO	SI	0,19	0,01
	1,2DIBROMOTRECLOROPROPANO	SI	0,19	0,01
	1,2 DIBROMOETANO	SI	0,19	0,01
	TOTALE SOLVENTI ORGANICI CLORURATI		1,95	0,1
	ESCHERICHIA COLI UFC/100ML	NO	60.443,35	3100
	SAGGIO DI TOSSICITÀ (%)	--	545,94	28
	CONDUCIBILITÀ ELETTRICA SPECIFICA µS/CM @20°	---	-	121
OSSIGENO DISCIOLTO	NO	53,62	2,75	
CARBONIO ORGANICO TOTALE	NO	448,45	23	
GRASSI E OLI ANIMALI E VEGETALI	NO	129,66	6,65	

Le acque di tipo b) derivano da precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili da oli o da altre sostanze (pluviali, piazzali d'impianto e dal parcheggio).

Tali acque vengono raccolte e inviate direttamente nella fognatura a valle del disoleatore.

Le acque di tipo c) derivano da servizi igienici e docce degli spogliatoi.

I servizi sono dotati di fosse Imhoff e le acque risultanti vengono inviate direttamente al collettore fognario comunale.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENEL PRODUZIONE SPA

IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA

PICENA(AN)

Nelle tabelle seguenti si riportano i dati forniti dal Gestore relativamente agli scarichi idrici ed alle emissioni in acqua nell'anno 2005 e alla capacità produttiva aggiornati.

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)				Anno di riferimento: 2009		
N° totale punti di scarico finale: <u>2</u>						
n° scarico finale: <u>SF1</u>		Recettore: Fosso Provinciale senza nome affluente del fiume Esino			Portata media annua: mc 4.850	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
MI	F1,F2,F3,F4; AC1,AC2,AC3,AC4	93.7%	Saltuario, funzione della piovosità	46.700	fisico	pH 7,5
MN	3.100m2	6.3%	Saltuario, funzione della piovosità	3.100
n° scarico finale: <u>SF2</u>						
Recettore: <u>Fognatura Comunale</u>			Portata media annua: mc 101			
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
AD	100%	Continuo	biologico

N.B.: L'impianto NON UTILIZZA ACQUA per il proprio processo industriale a meno di trascurabili quantitativi prelevati in occasione di prove del sistema antincendio (Attività connessa 4 - AC4). Il riempimento dei serbatoi acqua antincendio è effettuato con acqua proveniente dall'unico pozzo ancora in funzione. Le prove antincendio non sono relazionabili alle ore di funzionamento dei gruppi.
 La portata media annua allo scarico SF1 per l'anno 2009, come MI, è stata calcolata sulla base delle ore complessive di funzionamento (235h) registrate dai contatori di esercizio delle n.2 pompe di pompaggio dalla vasca di dissolvenza che alimenta attualmente lo scarico SF1 (contatore installato a fine 2008). Per il calcolo sono state considerate inoltre i valori di portata effettiva delle due pompe antincendio rilevati con misurazioni effettuate in data 15/08/10 direttamente sulla mandria di ciascuna pompa pari a ca.19,5m³/h.
 Portata annua delle due pompe 19,5x235=4543mc (MI).
 La portata allo scarico SF1, come MN, è stata ricavata dalla proporzione, in termini di superficie, fra MI e MN ed è pari a mc 300, considerate le sole acque meteoriche.
 La portata media annua allo scarico SF2 è quella rilevata dal contatore dell'Ente Pubblico erogatore di acqua potabile scaricata per intero attraverso lo scarico in oggetto.

B.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva)						
N° totale punti di scarico finale: <u>2</u>						
n° scarico finale: <u>SF1</u>		Recettore: Fosso Provinciale senza nome affluente del fiume Esino			Portata media annua: mc 9.700	
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
MI	F1,F2,F3,F4; AC1,AC2,AC3,AC4	93.7%	Saltuari, funzione della piovosità	46.700	fisico
MN	3.100m2	6.3%	Saltuario, funzione della piovosità	3.100
n° scarico finale: <u>SF2</u>						
Recettore: <u>Fognatura comunale</u>			Portata media annua: mc 600			
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
AD	100%	Continuo	biologico

N.B.: Si evidenzia nuovamente che l'impianto NON UTILIZZA ACQUA per il proprio processo industriale a meno di trascurabili quantitativi prelevati in occasione di prove del sistema antincendio (Attività connessa 4 - AC4). Il riempimento dei serbatoi acqua antincendio è effettuato con acqua proveniente dall'unico pozzo ancora in funzione. Le prove antincendio non sono relazionabili alle ore di funzionamento dei gruppi.
 Alla "capacità produttiva" si ipotizza, in via cautelativa, il raddoppio della portata rilasciata nel 2009 attraverso lo scarico SF1; per quanto allo scarico SF2 si considera la portata rilevata nell'anno 2005, il maggior consumo registrato negli anni recenti.
 Ovvero per lo scarico SF1 una portata attenduta di mc 4.850x 2= 9.700 mc, dovuta a consumi maggiori di acqua per interventi straordinari di manutenzione ed a precipitazioni atmosferiche più intense (pari a quota MI 4543mc/anno x2 = 9086 mc - quota MN 300 mc/anno x 2 = 600 mc), per lo scarico SF2 una portata di 600 mc, quantità arrotondata rispetto al consumo di 563 mc di acqua derivata da acquedotto per uso potabile/serbatoi igienico-sanitari, effettivamente verificatisi nell'anno 2005.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

Si evidenzia che il gestore ha identificato lo scarico finale SF1, come scarico in cui confluiscono sia lo scarico parziale MI (acque meteoriche inquinate) e sia lo scarico parziale MN (acque meteoriche non inquinate).

Nella Scheda D.3.2, relativamente alla verifica di conformità dei criteri di soddisfazione ed in particolare all'assenza di fenomeni di inquinamento significativi, il Gestore ha ritenuto soddisfacenti le immissioni in acqua rispetto agli Standard di Qualità Ambientale.

Si evidenzia però che il Gestore non ha riportato informazioni relative agli Standard di Qualità per gli inquinanti in acqua, ma ha dichiarato che la normativa nazionale non prevede SdQ relativi alle emissioni in acqua; gli SdQ indicati nella tabella 1/A dell'allegato 1 alla parte terza del D. Lgs. 152 del 3.4.2006 sono riferiti alla qualità delle acque superficiali e pertanto non sono direttamente correlabili ai valori delle emissioni in acqua.

L'assenza di un confronto con gli SQA non permette di avere un quadro esauriente sul contributo delle emissioni dell'impianto sulla qualità dell'acqua.

Il gestore ha presentato copia della pagina dell'archivio dichiarazioni INES 2005 da cui risulta come stato della dichiarazione "compilato e valido ma NON presentabile (valori soglia non superati)".

4.8. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA

Il Gestore ha individuato nella scheda B6 n. 4 emissioni in aria di tipo convogliato, provenienti dai gruppi turbogas.

Tali emissioni vengono convogliate in atmosfera attraverso quattro camini alti 18 m, uno per ciascuna sezione, denominati camino 1, camino 2, camino 3, camino 4, le cui caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

Punto di emissione	Descrizione	Potenza elettrica (MW)	Latitudine	Longitudine	Altezza (m)	Area sezione uscita (m ²)
1	Camino Gruppo 1	26	N 43° 35' 05"	EO 13° 20' 63"	18	18,1
2	Camino Gruppo 2	26	N 43° 35' 06"	EO 13° 20' 66"	18	18,1
3	Camino Gruppo 3	26	N 43° 35' 04"	EO 13° 20' 66"	18	18,1
4	Camino Gruppo 4	26	N 43° 35' 05"	EO 13° 20' 68"	18	18,1

Tali camini non sono dotati di sistemi di trattamento delle emissioni e non sono presenti sistemi di monitoraggio in continuo.

Il Gestore ha dichiarato che le emissioni in atmosfera derivanti dal processo di combustione che avviene nei turbogas sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x), ed anidride carbonica (CO₂). La formazione di ossidi di azoto (NO_x), legata alla presenza di azoto nell'aria di combustione, è funzione della temperatura raggiunta dalla fiamma durante la combustione. L'emissione di anidride carbonica (CO₂) dipende direttamente dal quantitativo di combustibile utilizzato.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Il Gestore ha dichiarato inoltre che la presenza di CO, derivante da incompleta combustione, è resa del tutto trascurabile dal sistema di regolazione della combustione.

Nella tabella seguente sono riportati i flussi di massa degli inquinanti emessi dai 4 punti di emissione sopra individuati, dichiarati dal Gestore aggiornati all'anno 2009 che alla capacità produttiva nella scheda B7.1 e B7.2.

B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica)						Anno di riferimento: 2009
Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
1	475.372	NO _x	104,58	4.811	220	15
		CO	13,60	625	28,6	
		CO ₂	18.025	829.149	37.918	
2	---	NO _x	0,00	0,00	---	15
		CO	0,00	0,00	---	
		CO ₂	0,00	0,00	---	
3	561.291	NO _x	127,97	7.294	228	15
		CO	5,00	285	8,9	
		CO ₂	19.900	1.134.311	35.454	
4	500.792	NO _x	109,17	5.568	218	15
		CO	6,45	294	11,5	
		CO ₂	18.599	948.540	37.139	

Portata e concentrazioni di NO_x e CO sono quelle riportate nel rapporto di prova ASP 10EMIRP047-00 del 17 settembre 2010.

Per il calcolo dei flussi di massa annuale, sono state considerate le ore di funzionamento effettuate da ciascun gruppo nell'anno di riferimento 2009.

Flusso di massa annuo CO₂:
Le emissioni di CO₂ come flusso di massa annuo, sono state calcolate sulla base del combustibile complessivamente utilizzato (gas naturale è il combustibile principale ed il gasolio è il combustibile minore "de minimis"), applicando le modalità di determinazione e di calcolo previste dalla normativa sull'Emissions Trading; il dato a partire dal 2005 è stato verificato e certificato da organismo abilitato, in applicazione della suddetta normativa.
Il calcolo della CO₂ sopra descritto determina il valore complessivo per tutti i gruppi per cui la ripartizione tra i gruppi è stata effettuata in modo proporzionale al consumo del metano.

N.B.: il Gruppo 2 (Fase 2) per motivi tecnici (avaria alternatore) è in arresto garantito dal 01/03/2004.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
1	690.000	NO _x	276,00	27.600	400	15
		CO	69,00	6.900	100	
		CO ₂	17.737,62	1.773.762	25.707	
2	690.000	NO _x	276,00	27.600	400	15
		CO	69,00	6.900	100	
		CO ₂	17.737,62	1.773.762	25.707	
3	690.000	NO _x	276,00	27.600	400	15
		CO	69,00	6.900	100	
		CO ₂	17.737,62	1.773.762	25.707	
4	690.000	NO _x	276,00	27.600	400	15
		CO	69,00	6.900	100	
		CO ₂	17.737,62	1.773.762	25.707	

Come valore massimo di capacità produttiva, si è assunto un funzionamento di 100 ore all'anno per ciascun gruppo con riferimento alle ore di funzionamento annue per le quali si richiede l'AIA.

Considerando la portata oraria di combustibile utile a mantenere il carico massimo attualmente erogabile (22MW) per un funzionamento di 100 ore annue per singolo gruppo; la massima portata oraria dei fumi al camino (portata alla capacità produttiva) con riferimento alle misure eseguite nella campagna di prova del settembre 2010 con funzionamento TG a 18MW, risulta pari a circa 690.000Nm³/h (ottenuta dalla seguente proporzione: 22/18x561.291Nm³/h).

Le concentrazioni considerate degli NO_x e del CO sono quelle limite previste dal D.Lgs 152/06.

Al gruppo 2, fermo in arresto garantito dall'anno 2004 per avaria dell'alternatore, è stato attribuito il valore di portata uguale a quello del gruppo 3, risultato più elevato fra quelli misurati nella campagna di prova svolta nel mese di settembre 2010.

Per quanto riguarda la CO₂ sono stati riportate le concentrazioni e i flussi di massa con riferimento al consumo di gas alla capacità produttiva di cui alla scheda B.5.2 (complessivamente pari a 3.641.200 Sm³) equamente ripartito fra i n.4 gruppi, per un funzionamento di 100 h/anno cadauno gruppo.

Le emissioni di CO₂ indicate, alla capacità produttiva, sono state calcolate nel modo sotto specificato:

(Flusso di massa, kg/anno) - CO₂ = Flusso di massa calcolato, rilevante ai fini delle emissioni quantitative annue di gas serra ETS, sulla base delle linee guida europee emanate dalla Decisione della Commissione Europea 2007/589/CE, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE e da ultimo aggiornate con la Deliberazione n° 14/2009 del 10 Aprile 2009, per il calcolo delle emissioni di CO₂ dell'anno 2009.

Tale procedura di calcolo è certificata annualmente da Società indipendenti accreditate allo scopo e tiene conto dei seguenti parametri operativi d'impianto:

- o Consumo annuo di combustibili;
- o PCI (potere calorifico inferiore) dei combustibili;
- o Tenore di carbonio contenuto nei combustibili (% kg/kg).

Le emissioni di NO_x sono state calcolate attraverso il consumo di metano, considerando la concentrazione limite di emissione per impianti turbogas di cui al DM 12/07/90 (400mg/Nm³).

Le emissioni di CO sono considerate dal Gestore trascurabili. Viene dichiarato che misure effettuate su altri impianti turbogas simili hanno evidenziato nulle le concentrazioni di CO nei fumi.

Le emissioni di CO₂ sono state calcolate sulla base del combustibile complessivamente utilizzato (gas naturale è il combustibile principale ed il gasolio è il combustibile minore "de minimis"), applicando le modalità di determinazione e di calcolo previste dalla normativa sull'Emissions Trading; il dato a partire dal 2005 è stato verificato e certificato da organismo certificatore abilitato, in applicazione della suddetta normativa.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

I risultati delle misure (valori medi), eseguite in presenza di rappresentanti degli enti preposti al controllo, sono riportati nella tabella seguente.

Turbogas	Carico	Combustibile	O ₂ %	NO mg/Nm ³ (NO ₂) al 15% O ₂	SO ₂ mg/Nm ³ al 15% O ₂	CO mg/Nm ³ al 15% O ₂
Turbogas n. 3	21 MW	Metano	16.54	196	25.1	33.8
Turbogas n. 1	21 MW	Metano	16.7	214	2.1	11.9

Si evidenzia che per le emissioni sopra descritte non sono presenti atti autorizzativi specifici, ma la domanda di autorizzazione alla continuazione delle emissioni in atmosfera, presentata dal Gestore ai sensi degli art. 12,13 e 17 del DPR 203/88 e la dichiarazione dell'adeguamento dell'impianto al D.M.12 luglio 1990, senza necessità di interventi, inviata ai Ministeri dell'Industria, dell'Ambiente e della Sanità (lettera Enel prot. 9194 del 19/07/1991).

Riguardo i limiti alle emissioni ed il loro controllo, il Gestore ha dichiarato che le turbine a gas già autorizzate nell'aprile 2006 sono escluse dall'applicazione dell'art. 273 del D.Lgs.152/06 (comma 15 punto l) ed i limiti alle emissioni sono disposti dalla parte III dell'allegato I, punto (4) "turbine a gas fisse" per NO_x e CO, senza obbligo di monitoraggio in continuo.

Inoltre il Gestore ha dichiarato che, con riferimento al CO, la cui misura in continuo è stata disposta per il controllo della combustione in impianti superiori a 6 MW termici dal DPCM 2/10/95 ed oggi dall'art.294 del D.lgs.152/06, il Ministero dell'Ambiente ha ritenuto possano essere esclusi gli impianti di emergenza con funzionamento limitato nel tempo (nota Enel del 29/3/1996). Il Gestore ha comunicato, successivamente, l'intenzione di non installare le apparecchiature di misura in continuo di CO sugli impianti turbogas in ciclo aperto, anche sulla base delle basse concentrazioni rilevabili nelle emissioni (nota Enel del 2/12/1996).

Relativamente alle sostanze inquinanti pertinenti di cui all'All. III del D. Lgs. 59/05, il Gestore ha presentato una nota, in cui dichiara che gli analiti potenzialmente presenti in concentrazioni rilevabili nel flusso in uscita ai camini sono:

14. Ossidi di azoto ed altri composti dell'azoto
15. Monossido di Carbonio
16. Composti Organici Volatili

In particolare il Gestore ha dichiarato che, essendo il combustibile utilizzato gas naturale, costituito prevalentemente da metano (oltre il 90%), gli inquinanti principali presenti nei fumi sono Ossidi di Azoto NO_x (reazioni di ossidazione dell'azoto atmosferico) e Monossido di Carbonio (CO (combustione incompleta degli idrocarburi presenti nel gas naturale a CO₂). Minime concentrazioni di particolato sottile e composti organici possono risultare da reazioni di ossidazione dei composti idrocarburici presenti nel combustibile e a fenomeni di condensazione in atmosfera.

Il Gestore ha considerato inoltre non rilevanti per un impianto turbogas a gas naturale le emissioni inquinanti tipiche e generalmente monitorate nei processi di produzione termoelettrica tradizionale con combustione di altri combustibili fossili, ovvero SO₂, particolato, microinquinanti organici/inorganici.

Oltre ai 4 punti di emissione principali sopra descritti, relativi ai turbogas, sull'impianto sono presenti anche altri punti di emissioni secondarie in atmosfera, che il Gestore ha dichiarato essere



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

classificabili come poco significativi per la loro natura e quantità e non li ha inclusi tra le emissioni in atmosfera di tipo convogliato riportate nelle schede B6 e B7:

- emissioni delle n. 2 caldaie riscaldamento gas naturale: caldaie per la produzione di acqua calda alimentate a gas naturale, per il condizionamento del gas naturale di alimentazione dei gruppi di produzione;
- emissioni dei n. 4 diesel di lancio dei gruppi di produzione: diesel alimentati a gasolio utilizzati in fase di avviamento per la messa in rotazione, fino alla velocità di autosostentamento, del gruppo di produzione, il funzionamento del diesel di lancio è di circa 15 minuti per ogni avviamento;
- emissione da n. 2 diesel gruppi elettrogeni di emergenza: diesel alimentati a gasolio destinati a fornire l'energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (blackout);
- emissioni da n. 2 diesel delle motopompe antincendio: diesel, alimentati a gasolio, a servizio dell'impianto antincendio generale dell'impianto.

Transitori

Relativamente ai transitori il Gestore ha dichiarato che i tempi per la durata della fase di avviamento fino al minimo tecnico (3MW), così come per l'arresto, hanno una durata di 20'.

La frequenza degli avviamenti nel periodo 2004-2007 è riportata nel paragrafo 3.1.

Il Gestore ha dichiarato inoltre che non sono prevedibili le richieste di avvio dei turbogas di punta, essendo funzione delle future esigenze di emergenza della Rete Elettrica.

Non sono state fornite le curve di variazione delle concentrazioni di CO e NO_x per i periodi transitori di funzionamento.

Si evidenzia che il Gestore non ha riportato informazioni relative agli Standard di Qualità per gli inquinanti in aria.

Il Gestore ha infatti dichiarato che la normativa nazionale non prevede SdQ relativi alle emissioni in atmosfera; i valori limite per la protezione della salute umana e degli ecosistemi riportati nel DM n. 60 del 02/04/2002 (SO_x, NO_x, PM10, Pb e benzene), D.Lgs. n. 183 del 21/05/2004 (O₃) e D.Lgs. n. 152 del 3 agosto 2007, (arsenico, cadmio, mercurio, nichel, IPA) sono riferiti all'aria ambiente e pertanto non sono direttamente correlabili ai valori delle emissioni in atmosfera.

L'assenza di un confronto con gli SQA non permette di avere un quadro esauriente sul contributo delle emissioni dell'impianto sulla qualità dell'aria.

Il gestore ha presentato copia della pagina dell'archivio dichiarazioni INES 2005 da cui risulta come stato della dichiarazione *"compilato e valido ma NON presentabile (valori soglia non superati)*.

4.9. EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ARIA

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

Nell'integrazione del 2010 il gestore ha fornito la caratterizzazione del sistema di rilevazione e di allarme a seguito di eventuali perdite di metano.

Tali approntamenti sono progettati per rispondere a criteri di sicurezza per le persone e per i macchinari.



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENEL PRODUZIONE SPA IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA PICENA(AN)

Le apparecchiature sono installate nella stazione di riduzione metano e nei cabinati CP1-CP2-CP3-CP4 e sulla stazione di riduzione metano.

In caso di fuga di metano segnalata da appositi annuatori, la valvola di blocco viene chiusa in maniera automatica, viene attivato allarme acustico e il segnale di allarme è trasferito contemporaneamente a quadro controllo locale e a sala controllo della centrale di Pietrafitta, costantemente presidiata.

4.10. RIFIUTI

I rifiuti producibili dall'impianto di Camerata Picena derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio dell'impianto e sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ferro e acciaio, materiali assorbenti e stracci, imballaggi;
- rifiuti speciali pericolosi: oli esausti da motori, altri rifiuti oleosi costituiti da materiale assorbente e filtrante, materiali isolanti contenenti amianto, accumulatori al piombo.

L'attività svolta presso l'impianto di Camerata Picena non prevede produzione diretta e costante di rifiuti collegati alla generazione di energia elettrica e i rifiuti prodotti derivano principalmente dagli interventi di manutenzione delle apparecchiature e dei circuiti.

Vengono inoltre prodotti rifiuti urbani non pericolosi provenienti dai locali dei servizi logistici che sono conferiti al servizio di raccolta comunale.

Nella tabella seguente sono riportati i quantitativi di rifiuti prodotti nell'anno 2005 e alla capacità produttiva con l'integrazione del 2010.

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica) *					Anno di riferimento: 2005		
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
160209	Trasformatori e condensatori contenenti PCB	Solido	2.490 kg	F2	—	Rifiuto non transitato per il deposito temporaneo, carico e scarico contestuale	R13

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)							
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° Area	Modalità	Destinazione
130301	Olio minerale isolante con PCB	Liquido	250 kg	F1, F2, F3, F4	1		
150203	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202.	Solido non Polverulento	1400 kg	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3, AC4, ACS	2	Imballaggio ed etichettatura in conformità alla vigente normativa e alla modalità di trasporto prevista	Non-preventivabile, in quanto derivante dalla possibilità di recupero, dalla economicità delle destinazioni e dall'applicazione del principio di prossimità.
160209	Trasformatori contenenti PCB	Solido non Polverulento	2500 Kg	F1, F2, F3, F4	1		
160601	Batterie esauste	Solido non Polverulento	1750 Kg	F1, F2, F3, F4, AC1, AC3, AC4	1		
170601	Materiali isolanti contenenti amianto	Solido non Polverulento	1000 kg	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3, AC4	1		
170604	Materiali isolanti diversi da 170601 e 170603	Solido non Polverulento	1600 kg	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3, AC4	2		

Nota: I rifiuti di cui alla presente tabella sono quanto effettivamente risultato nel periodo 2005-2009.

L'attività di produzione di energia elettrica dell'impianto Turbogas di Camerata Picena non comporta la produzione continua di rifiuti; le uniche tipologie di rifiuti correlate all'esercizio dell'impianto e alla sua manutenzione ordinaria sono, fra quelli smaltiti nell'ultimo quinquennio e sopra riportate, quelli identificati con CER 150203; per questi il valore esposto è stato rapportato alla capacità produttiva di 100 ore/anno per Gruppo (base anno 2007). Per i restanti è stato esposto il quantitativo singolo, massimo smaltito nel periodo. Non può evidentemente escludersi la possibilità di produrre rifiuti classificabili con CER diversi, in quanto originati da attività non svolte negli ultimi anni o a fronte di diverse esecuzioni analitiche, ovvero di produrre i suddetti rifiuti in quantitativi superiori a quanto consuetudine nell'ultimo quinquennio.

La gestione dei rifiuti è affidata al personale dell'UB di Pietrafitta, che è responsabile della corretta classificazione dei rifiuti (attribuzione codici CER), della gestione dei contratti di smaltimento e della verifica delle autorizzazioni delle ditte a cui è affidato il rifiuto, della corretta compilazione documentale del registro rifiuti e dei formulari di trasporto, del controllo di tempi e quantità di



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

rifiuti in deposito temporaneo per il rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente per il deposito temporaneo, della predisposizione del Modello Unico di Dichiarazione annuale (MUD).

I rifiuti sono depositati in due aree di stoccaggio, una per rifiuti speciali pericolosi, pavimentata e dotata di tettoia, ubicata in prossimità dell'officina, e una per rifiuti speciali non pericolosi, pavimentata e scoperta, ubicata presso la CP2, come rappresentato nella planimetria presentata dal Gestore (Allegato B22) le cui caratteristiche sono riportate nella tabella seguente.

B.12 Aree di stoccaggio di rifiuti					
Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste dall'art. 6 del D.Lgs. 2297 <input type="checkbox"/> no <input checked="" type="checkbox"/> si					
Indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³):					
- rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento				10	
- rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento				20	
- rifiuti pericolosi destinati al recupero					
- rifiuti non pericolosi destinati al recupero					
- rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno					
N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	10 m ³	30 m ²	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali pericolosi (es. residui contenenti acido)
2	Deposito temporaneo rifiuti (non coperto)	20 m ³	40 m ²	Area pavimentata scoperta	Rifiuti speciali non pericolosi (es. rottami ferrosi, rifiuti assimilabili ai urbani)

Il Gestore ha dichiarato che tutte le fasi relative alla gestione dei rifiuti, dalla produzione, al deposito temporaneo ed allo smaltimento, sono svolte nel rispetto della normativa vigente in materia.

Nell'integrazione del 2010-09-30 le informazioni sono state integrate stata integrata con i dati alla con l'allegato B.22 – Planimetria dello stabilimento con individuazione delle aree per lo stoccaggio di materiale e rifiuti numerando le aree già individuate e dedicate a deposito temporaneo rifiuti.

Il gestore precisa che il deposito temporaneo dei rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi viene gestito con riferimento ai punti dell'art. 183 lett.m D.Lgs 152/06 cioè:

- i rifiuti vengono raccolti ed avviati al recupero o smaltimento al raggiungimento delle q.tà max previste o comunque almeno una volta all'anno.
- Il deposito è organizzato per categorie omogenee nel rispetto delle relative norme tecniche.
- I rifiuti speciali pericolosi sono imballati ed etichettati con codice CER d'identificazione
- Fanghi biologici da servizi igienici smaltiti attraverso prelievo da fossa Imhoff a tenuta stagna e trasporto periodico con auto spurgo di terzi nel rispetto delle autorizzazioni previste.

4.11. RUMORE E VIBRAZIONI

Il Gestore, nel mese di Luglio 2006, ha prodotto un documento di valutazione circa la situazione del rumore ambientale presso la Centrale, basata sui risultati di misure eseguite negli anni 1991 e 1999.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

L'analisi era stata mirata alla verifica acustica di alcuni punti maggiormente sensibili, in particolare abitazioni ed ambienti di vita, ed era stata condotta con tutti i quattro gruppi turbogas in esercizio. Le valutazioni erano state effettuate applicando la L. 447/95 e relativi decreti attuativi per l'approccio e la valutazione dell'impatto acustico, mentre il confronto con i limiti di inquinamento ambientale era stato effettuato ai sensi del DPCM 1 marzo 1991, essendo all'epoca il Comune sprovvisto di zonizzazione acustica.

In tale documento il gestore aveva dichiarato che, in base ai risultati ottenuti e visti i limiti legislativi validi per tutto il territorio nazionale, non erano superati i valori ambientali diurni e che comunque, se l'impianto avesse funzionato anche nel periodo notturno, non si sarebbero superati i limiti imposti dalla legislazione vigente.

Successivamente, con Delibera n. 55 del 28/11/2006, è entrata in vigore la zonizzazione acustica del territorio di Camerata Picena, secondo la quale la zona interessata dall'impianto rientra nella classe acustica V.

Il Gestore ha individuato come sorgenti di rumore i quattro turbogas 1-2-3-4 ed ha indicato una pressione sonora massima (dB_A) ad 1 m dalla sorgente, nel periodo diurno, pari a 66.8 (intesa come inviluppo dei 4 gruppi).

Nel maggio 2009 il Gestore ha presentato i due nuovi documenti:

17. *Relazione Tecnica riguardante i rilievi fonometrici effettuati in 4 punti di misura situati nel Comune di Camerata Picena (An) per verificare la rumorosità emessa dagli impianti della centrale Enel di Camerata Picena (5/R/08), prodotta dall'ARPA Marche, dipartimento Provinciale di Ancona;*
18. *Integrazione alla Relazione Tecnica ARPAM-ENEL 05R08 del 04-03-08 ai sensi della Legge 447/1995 e successivi decreti attuativi, prodotta da ENEL.*

Il primo documento, redatto da ARPA Marche descrive le campagne di misura effettuate nei giorni 09-10-11/10/2007.

Il monitoraggio è stato finalizzato a valutare i livelli di rumore prodotti dalla centrale solo nel periodo diurno, dal momento che la messa in funzione dell'impianto nel periodo notturno è stata dichiarata da ENEL "estremamente improbabile". L'ENEL aveva inoltre previsto un tempo massimo di funzionamento di 100 ore/anno (che è stato in seguito disatteso, visti i tempi di funzionamento pari a 292 h nel 2004, 532 h nel 2005, 714 h nel 2006, 414 h nel 2007 e 368 h nel 2008).

La sorgente di rumore è stata identificata con la centrale, in cui sono funzionanti solo 3 dei 4 gruppi presenti.

Sono stati individuati 4 punti di misura, scelti in modo da valutare sia l'emissione sonora della centrale, sia l'immissione in corrispondenza dei recettori maggiormente esposti:

1. (punto 1 edificio in costruzione – classe III,
2. punto 2 balcone di abitazione – classe III,
3. punto 3 balcone dell'abitazione dell'ex custode, in prossimità del cancello di ingresso – classe IV,
4. punto 4 pendio collinare, di fronte ad una fila di abitazioni – classe II).



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Sono state considerate diverse condizioni di funzionamento a centrale attiva, nel primo giorno attivando tutti e 3 i gruppi e nel giorno successivo attivando solo i due gruppi CP1 e CP3. Durante il terzo giorno sono state eseguite rilevazioni del rumore di fondo a centrale spenta.

I risultati delle misure sono stati riportati sia in Leq che tramite il parametro statistico LN99. Infatti ARPA Marche, in accordo con i tecnici ENEL, ha ritenuto che tale parametro, in misura maggiore rispetto al Leq, possa essere considerato più rappresentativo del contributo del rumore fornito dalla sola centrale ENEL al clima acustico della zona, poiché in tal modo, essendo il parametro statistico pari al livello sonoro superato nel 99% del tempo di misura, vengono eliminati i contributi di altre sorgenti.

Per le misure relative al livello differenziale di immissione sono state considerate diverse tipologie di funzionamento degli impianti, considerate maggiormente significative, ovvero il livello di massimo carico delle unità, che costituisce la fase più lunga, la discesa, che risulta particolarmente rumorosa, e la valutazione sull'intero ciclo di funzionamento.

Dal confronto tra le misure effettuate, espresse in LN99 e Leq, e i limiti normativi (DPCM 14/11/97) in Leq sono risultati alcuni superamenti, come di seguito riportato (per maggiori dettagli si rimanda al testo integrale della relazione tecnica).

Misure eseguite in data 9/10/2007 (3 unità attive)

Valore limite differenziale di immissione: superamenti del limite diurno nei punti 1, 3, 4 con riferimento a LN99 e nessun superamento con riferimento a Leq.

Valore limite di emissione: superamenti del limite diurno nel punto 1, con riferimento a LN99 e superamenti nel punto 1 con riferimento a Leq.

Valore limite di immissione assoluta: nessun superamento del limite diurno, con riferimento a LN99 e superamenti nel punto 1 con riferimento a Leq.

Misure eseguite in data 10/10/2007 (2 unità attive)

Valore limite differenziale di immissione: superamenti del limite diurno nei punti 1, 3, 4, con riferimento a LN99 e nessun superamento con riferimento a Leq.

Valore limite di emissione: superamenti del limite diurno nel punto 1, con riferimento a LN99 e superamenti nel punto 1 con riferimento a Leq.

Valore limite di immissione assoluta: nessun superamento del limite diurno, con riferimento a LN99 e superamenti nel punto 1 con riferimento a Leq.

Nelle conclusioni tecniche della Relazione presentata ARPA Marche dichiara che *“in base a quanto previsto dall'art. 11 della L.R. 20/2001 spetta alla società ENEL, essendo entrata in vigore la zonizzazione acustica del territorio del Comune di Camerata Picena con delibera n. 55 del 28/11/2006, adeguarsi ai nuovi limiti di zona previsti (limite di emissione e limite di immissione assoluto). Per quanto riguarda l'applicabilità del limite di immissione differenziale ... l'impianto in esame non può essere considerato impianto a ciclo produttivo continuo ai sensi del DM 11/12/1996, a causa delle sue specifiche modalità di funzionamento, e cioè condizione in riserva fredda nella maggior parte del tempo, con passaggio a condizione di riserva calda solo in*



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

occasione di richiesta da parte del G.R.T.N., con conseguente necessità del rispetto anche del limite di immissione differenziale.”

Si evidenzia però che l'impianto a partire dal 2000 era stato posto in assetto di indisponibilità all'esercizio e non aveva più prodotto energia elettrica (riserva fredda).

Successivamente, a fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, l'ENEL ha assunto l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice tra cui quello di Camerata Picena, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevata od in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa.

A partire dal 2004 la centrale è nuovamente disponibile al normale esercizio, con impiego esclusivo di gas naturale (riserva calda).

Pertanto l'impianto, come anche ribadito dal Gestore, è costantemente in uno stato di riserva "calda", per essere pronto a produrre nei momenti critici quando la rete richiede potenza in breve tempo.

Nel secondo documento presentato, *Integrazione alla Relazione Tecnica ARPAM-ENEL 05R08 del 04-03-08 ai sensi della Legge 447/1995 e successivi decreti attuativi*, il Gestore presenta un'analisi della relazione tecnica presentata da ARPAM relativa alla campagna di misure effettuate nei giorni 09-10-11/10/2007.

In tale documento il Gestore, sulla base di una serie di considerazioni, afferma, che *“la conduzione dell'impianto nei modi e nei tempi definiti produrrà il non superamento dei livelli di emissione e dei livelli assoluti di immissione dell'area dove insiste l'opificio e pertanto non si verificherà alcuna variazione significativa del clima acustico definito dalla zonizzazione acustica del comune di Camerata Picena.*

In particolare il Gestore evidenzia inizialmente soltanto un superamento del limite di emissione nel punto 1, sia con tre macchine in funzione a pieno carico che con due, effettuando il confronto tra il valore misurato espresso come LN99 e il limite normativo espresso come L_{Aeq} .

Il Gestore sottolinea inoltre che l'ARPA Marche non ha tenuto conto dell'esatta conduzione dei gruppi elettrici durante il reale utilizzo degli stessi. Infatti afferma che i tre generatori non funzionano mai per quattro o più ore contemporaneamente, ma spesso con la presenza di uno o due macchine in produzione per non più di due ore di contemporaneità e, essendo il livello equivalente o il percentile 99 frutto del prodotto tra il livello di pressione sonora (scalare) moltiplicato il tempo, questa situazione comporterebbe una riduzione significativa dei livelli di emissione ed assoluti di immissione. Infatti durante la campagna eseguita i tre gruppi hanno funzionato contemporaneamente per 4 ore, mentre i due gruppi per 6 ore. Questi valori sperimentali vanno integrati nel tempo di riferimento diurno (16 ore) per essere utilizzati come valutazioni finali in termini di emissioni ed immissioni.

Il Gestore evidenzia che, nel mese di luglio 2006 si è avuta una contemporaneità massima dei tre gruppi pari a 60 ore (equivalente a circa 2 ore al giorno) e ritiene che in tali condizioni si avrebbe un valore massimo di emissione inferiore, rientrando nei limiti di legge considerando l'incertezza di misura.

Il Gestore ritiene anche che, se la prova con due gruppi funzionanti contemporaneamente fosse stata fatta con CP1 e CP4 invece che con CP1 e CP3 i risultati sarebbero stati nei limiti di legge, in quanto il gruppo CP4 è più distante dal recettore 1 rispetto al CP3 e inoltre il programma che gestisce l'impianto assegna la priorità ai gruppi CP1 e CP4.

Il Gestore considera inoltre restrittiva da parte di ARPAM l'interpretazione relativa al criterio differenziale. In particolare afferma che l'impianto è costantemente in uno stato di riserva "calda",



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

per essere pronto a produrre nei momenti critici quando la rete richiede potenza in breve tempo, per cui deve essere considerato come sito produttivo a "servizio continuo", ai sensi del DM 11/12/96. Pertanto il Gestore ritiene che, visto che la sua messa in esercizio è antecedente all'entrata in vigore di tale decreto, l'essere sottoposto al controllo dei limiti differenziali di immissione (ambiente abitativo) si concretizza solo se vengono superati i limiti assoluti di immissione (ambiente esterno) e, poiché dichiara che ciò non avviene, ritiene che il controllo di tali livelli di pressione debba essere escluso.

Il Gestore dichiara infine che vengono programmati ed eseguiti annualmente degli interventi di manutenzione mirati a conseguire l'affidabilità e l'efficienza del macchinario, che comportano anche effetti di mitigazione della rumorosità prodotta dalla sorgente sonora.

In relazione alle due relazioni sopra sintetizzate si evidenzia quanto di seguito riportato.

19. Ai fini della valutazione del rispetto dei limiti di legge, ai sensi del DPCM 14/11/1997, si ritiene che i dati misurati debbano essere espressi come livelli continui equivalenti di pressione sonora ponderata A nel periodo di riferimento Leq in dB(A). Le valutazioni conclusive presentate sia nella relazione prodotta da ARPA Marche che in quella integrativa presentata dal Gestore si basano invece sul confronto tra i valori misurati utilizzando l'indicatore statistico L99 e i limiti normativi espressi in Leq. Dal confronto tra i valori misurati espressi come Leq e i limiti normativi risulterebbero, nel periodo diurno, superamenti nel punto 1, in entrambe le giornate, sia per i limiti di emissione che per i limiti di immissione assoluta, mentre non risulterebbero superamenti del limite differenziale di immissione.
20. Si ritiene che il rispetto dei limiti di legge debba essere verificato sia durante il periodo di riferimento diurno (06:00 – 22:00) che durante il periodo notturno (22:00 – 06:00), in quanto, anche se il Gestore dichiara che la messa in funzione nel periodo notturno è "estremamente improbabile", non esclude la possibilità che ciò avvenga.
21. Si ritiene che l'impianto possa essere definito "a ciclo produttivo continuo" ai sensi del DM 11/12/1996 e rientri nella categoria degli impianti "esistenti" alla data di entrata in vigore del suddetto decreto, pertanto il criterio differenziale deve essere applicato nel caso in cui non siano rispettati i valori assoluti di immissione.
22. Si ritiene infine che nelle valutazioni relative agli effetti acustici dell'impianto debbano essere presi in considerazione tutti gli scenari di utilizzo possibili, in relazione alle varie configurazioni di esercizio che, anche teoricamente, si possono determinare. Pertanto nella valutazioni si deve considerare che, anche se il Gestore dichiara che attualmente nella centrale sono operativi solo 3 dei 4 gruppi turbogas presenti, causa seria avaria allo statore alternatore del gruppo n. 2, non esclude esplicitamente un eventuale futuro funzionamento di tale gruppo, per il quale peraltro viene richiesta l'autorizzazione. Inoltre il Gestore dichiara che normalmente, per priorità del programma che gestisce l'impianto, i due gruppi che funzionano sono CP1 e CP4, ma non esclude la possibilità che possano essere assegnate diverse priorità ai gruppi in relazione, per esempio, ad eventuali manutenzioni.

Nell'integrazione il gestore fornisce la Scheda con i dati reperiti a seguito campagna di misurazione acustica svolta nel Settembre 2010.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

B.14 Rumore

- Classe acustica identificativa della zona interessata dall'impianto: V
- Limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica per la zona interessata dall'impianto:
 65 (giorno) / 55 (notte)
- Impianto a ciclo produttivo continuo: sì no

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB(A)) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB _A)
		giorno	notte		
FASE 1-2-3-4	Punto 1 (*)	Leq 52,9dB(A) L95 48,5dB(A)	---(**)		
FASE 1-2-3-4	Punto 2 (*)	Leq 54,6dB(A) L95 47,1dB(A)	---(**)		
FASE 1-2-3-4	Punto 3 (*)	Leq 60,0dB(A) L95 57,5dB(A)	---(**)		
FASE 1-2-3-4	Punto4 (*)	Leq 54,8dB(A) L95 48,8dB(A)	---(**)		

(*) Piuttosto che la pressione sonora massima ad 1 m dalla sorgente, la valutazione dei dati rilevati è stata effettuata al fine di verificare il valore ambientale di immissione presso i recettori sensibili (valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei recettori). Dai dati rilevati si evince che non vengono superati i limiti assoluti di immissione indicati dalla legislazione vigente; di conseguenza per le definizioni relative all'impianto in oggetto inserite nel Decreto 11 Dicembre 1996, non è richiesto il rispetto del criterio differenziale. Per ulteriori dettagli si rimanda all'allegato B 24 costituito da rapporto di prova ASP10AMBRT042-00 di Settembre 2010 e rapporto di prova ASP-VE-RP-131-08 dell'Aprile 2008.

(**) Nelle ore notturne, storicamente, l'impianto non è mai entrato in funzione in quanto assolve solamente a richieste di emergenze della Rete Elettrica Nazionale. Perciò, non è stata effettuata la misura nelle ore notturne.

In particolare vengono allegati all'integrazione del 2010:

- Il Rapporto di prova ASP-VE-RP-131-08 – Integrazioni alla relazione tecnica ARPAM-ENEL 05/R/08 del 07/03/08 ai sensi della legge 447/95 e successivi decreti attuativi.
- Il Rapporto di prova ASP10AMBRT042-00 del Settembre 2010

Aprile 2008

La relazione tecnica realizzata in sinergia tra ARPAM ed ENEL ha definito le proprietà acustiche dell'isola produttiva in esame, mostrando livelli di pressione sonora presenti attorno ai generatori e a distanza comparabili con altri gruppi termoelettrici di pari potenzialità.

Il gestore afferma che la documentazione prodotta da ARPAM Ancona circa la caratterizzazione sonora del sito produttivo, rappresenta però uno scenario acustico, definito a priori, con dei tempi di funzionamento delle macchine necessari per una sufficiente acquisizione di dati sperimentali, ma non descrive l'esatta conduzione dei gruppi elettrici durante il reale utilizzo degli stessi. La scrittura, in questa condizione particolare, evidenzia solamente un superamento del limite di emissione nel punto 1 (cantiere), sia con tre macchine in funzione a pieno carico che con due (quasi nei limiti di incertezza strumentale).



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Il gestore afferma che nell'esercizio reale dell'impianto i tre generatori non funzionano mai per quattro o più ore contemporaneamente, ma spesso con la presenza di uno o due macchine in produzione per non più di due ore di contemporaneità.

Si riportano di seguito le tabelle delle misure relative al 2007.

Punto 1 - Misura del rumore ambientale - centrale attiva (3 unità attive) - 9 ottobre 2007

Ore	Funzionamento	Leq [dB(A)]	LN99 [dB(A)]
9.35	Avv. CP1	fonometro spento per problemi tecnici	
9.41	Avv. CP1 + Avv. CP3		
9.43	Acc. CP1 + Avv. CP3		
9.47	Acc. CP1 + Acc. CP3	61,5	59,9
10.15	Max CP1 + Max CP3	61,2	60,4
10.41	Max CP1 + Max CP3 + Avv. CP4	62,5	60,6
10.48	Max CP1 + Max CP3 + Acc. CP4	62,7	60,8
11.09	Max CP1 + Max CP3 + Max CP4	65,0	62,6
15.01	Disc. CP1 + Max CP3 + Max CP4	65,4	64,2
15.19	Max CP3 + Max CP4	64,6	62,5
16.00	Disc. CP3 + Disc. CP4	65,9	63,9
16.17	Spegnimento	/	/
9.47-16.17	Funzionamento Intero ciclo delle 3 unità	64,5	62,0

Figura 1.3

Punto 1 - Misura del rumore ambientale - centrale attiva (2 unità attive) - 10 ottobre 2007

Ore	Funzionamento	Leq [dB(A)]	LN99 [dB(A)]
9.45	Avv. CP1 + Avv. CP3	64,3	59,6
9.52	Acc. CP1 + Acc. CP3	62,6	59,9
10.13	Max CP1 + Max CP3	63,4	60,1
16.00	Disc. CP1 + Disc. CP3	65,4	61,0
16.17	Disc. CP1	61,3	60,5
16.19	Spegnimento	/	/
9.45-16.19	Funzionamento Intero ciclo delle 2 unità	63,4	60,9

Figura 1.4

Concludendo il gestore descrive l'impianto di Camerata Picena come sito produttivo a "servizio continuo", per cui data la sua messa in servizio antecedente a tale decreto, l'essere sottoposto al controllo dei limiti differenziali di immissione (ambiente abitativo) viene a concretizzarsi solamente se vengono superati i limiti assoluti di immissione (ambiente esterno).

Il gestore afferma che non avvengono superamenti per cui il controllo di tali livelli di pressione sonora viene escluso.

Tale posizione non è coerente rispetto alle misure riportate nella figura 1.4; inoltre le stesse misure risultano in contraddizione con la tabella 7.2 del rapporto di prova di seguito riportato, del settembre 2010. In sede di CdS del 14/12/2010, il Gestore ha precisato che tale incongruenza è dovuta al fatto che per mutate condizioni sul territorio circostante la misura del 2010 è stata fatta a una quota di 5 m dal piano campagna diversa dalla quota di 12-15 m a cui è stata fatta la misura del 2008 e che la misura del 2010 risulta attenuata dalla presenza di filare di alberi.

Settembre 2010



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

E' stata eseguita da ENEL un'indagine sperimentale del rumore ambientale presente presso la Centrale di Camerata Picena durante il normale esercizio dell'impianto nei giorni 7, 8 e 9 settembre 2010.

La valutazione dei dati rilevati è stata effettuata al fine di verificare il valore ambientale di immissione presso i recettori sensibili: (valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei recettori).

Il gestore dichiara che le misure sono state effettuate in condizioni idonee.

Sono stati individuati e monitorati n° 4 punti di misura, riportati nella planimetria e nelle tabelle, considerati come aree di immissione in ambiente esterno e il dato di emissione dell'impianto.

I tre TG sono stati mantenuti al carico indicato, orientativamente, dalle ore 10,00 alle ore 15,00 dei giorni 7 e 8 settembre 2010.

I periodi considerati nei giorni 7, 8 e 9 settembre 2010 sono stati:

- TR : 6.00÷22.00 (diurno)
- TO : 8.00÷21.00 (diurno)
- TM : Campionamenti di 60 min per punto ogni TR dalle ore 8.30 alle 18.00

7.2. TABELLA CONTENENTE I VALORI RILEVATI, IN LEQ DB(A), NELLE POSIZIONI DI MISURA INDICATE NELLA MAPPA ALLEGATA (IMMISSIONI-EMISSIONI)

Posizione:	Leq dB(A) diurno	L ₉₅ dB(A)
Punto 1) confine lato sud-ovest (UI 4)	52,9	48,5
Punto 2) abitazione via De Amicis n° 22	54,6	47,1
Punto 3) confine lato Ingresso (cancello)	60,0	57,5
Punto 4) abitazione in via Aldo Moro	54,8	48,8

Punto di misura:	classe
Punto 1)	III
Punto 2)	III
Punto 3)	IV
Punto 4)	II

Valori limite di immissione - Leq dB(A)

Classi di destinazione d'uso del territorio		ore diurne (6.00 - 22.00)	ore notturne (22.00 - 06.00)
I	Aree particolarmente protette	50 dB(A)	40 dB(A)
II	Aree prevalentemente residenziali	55 dB(A)	45 dB(A)
III	Aree di tipo misto	60 dB(A)	50 dB(A)
IV	Aree di intensa attività umana	65 dB(A)	55 dB(A)
V	Aree prevalentemente industriali	70 dB(A)	60 dB(A)
VI	Aree esclusivamente industriali	70 dB(A)	70 dB(A)

Inoltre, nelle conclusioni tecniche della Relazione presentata ARPA Marche dichiara che "in base a quanto previsto dall'art. 11 della L.R. 20/2001 spetta alla società ENEL, essendo entrata in vigore la zonizzazione acustica del territorio del Comune di Camerata Picena con delibera n. 55 del 28/11/2006, adeguarsi ai nuovi limiti di zona previsti (limite di emissione e limite di immissione assoluto). Per quanto riguarda l'applicabilità del limite di immissione differenziale ... l'impianto in



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

esame non può essere considerato impianto a ciclo produttivo continuo ai sensi del DM 11/12/1996, a causa delle sue specifiche modalità di funzionamento, e cioè condizione in riserva fredda nella maggior parte del tempo, con passaggio a condizione di riserva calda solo in occasione di richiesta da parte del G.R.T.N., con conseguente necessità del rispetto anche del limite di immissione differenziale.”

4.12. SUOLO, SOTTOSUOLO ED ACQUE SOTTERRANEE

Il sito dell'impianto di Camerata Picena, in origine terreno agricolo, è stato utilizzato per attività industriali unicamente da ENEL.

Il Gestore ha dichiarato che la tipologia impiantistica ed i materiali e le sostanze utilizzate rendono minima la possibilità di contaminazione del suolo e del sottosuolo.

Con l'integrazione del 2010, relativamente al serbatoio interrato da 50 mc di reintegro carburante ai serbatoi di servizio ai motori diesel, il gestore afferma che, benché lo stesso sia attualmente autorizzato, non è di fatto utilizzato e quindi viene tenuto costantemente vuoto a partire dall'anno 2004.

I serbatoi di servizio, sono stati mappati nella scheda B.22-Planimetria dell'impianto con individuate le aree di stoccaggio materie e rifiuti.

4.13. ODORI

Il Gestore ha dichiarato che presso l'impianto non sono svolte attività od operazioni che comportino emissioni odorigene.

4.14. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO

PCB

Nell'impianto erano presenti n. 4 trasformatori contenenti PCB > 500 ppm.

Nell'integrazione del 2010 il gestore ha fornito la documentazione attestante l'avvenuto smaltimento dei trasformatori contenenti PCB, con la scheda B.16, completa dei FIR attestanti l'avvenuto smaltimento definitivo.

Allegati FIR numero 00845 del 03/09/07 n. 3 trasformatori centro stella alternatori gruppi 1, 3 e 4, per un peso complessivo risultato di 1620 Kg

-128823 del 24/04/09 relativo allo smaltimento di n° 1 trasformatore di unità gruppo 1, per un peso complessivo risultato 1950 Kg.

Amianto

Attualmente sull'impianto sono presenti residue quantità di materiali contenenti fibre di amianto, installati al momento della costruzione dell'impianto ed utilizzati come pressa cavi o fermacavi in forma cementizia ma sono opportunamente incapsulati e confinati e non presentano rilascio di fibre. Annualmente viene inviata ad ASL ed ARPA competenti la relazione sull'attività svolta, prevista dalla Legge 257 del 27/3/1992 "Norme relative alla cessazione dell'impiego dell'amianto".

Impatto visivo

Gli edifici e le strutture industriali che caratterizzano l'impianto sono di dimensioni ed altezza contenuta (< 20 m); le aree verdi interne inoltre ben si armonizzano con l'ambiente circostante costituito prevalentemente da terreni agricoli. La schermatura con filari di alberi, realizzata sulla linea perimetrale, contribuisce a contenere l'impatto visivo dell'intero complesso industriale.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

5.1. INTRODUZIONE

L'impianto turbogas di Camerata Picena è ubicato nel comune di Camerata Picena (provincia di Ancona), in località Piane nei pressi dell'uscita autostradale Ancona nord ed occupa una superficie di 78.887 m² (di cui 4.542 m² coperta, 44.199 m² scoperta pavimentata, 30.146 m² scoperta non pavimentata).

L'area occupata dalla centrale è nel territorio comunale di Camerata Picena a ridosso del confine amministrativo con il comune di Chiaravalle e dista circa 3 km dal capoluogo comunale e circa 22 km da quello regionale. L'impianto risulta agevolmente collegato alle reti nazionali di mobilità pubblica (stradale – ferroviaria – aerea – marittima), grazie alle vicinissime arterie stradali SS 76 e A14, agli scali aeroportuale e ferroviario di Chiaravalle e allo scalo marittimo di Ancona.

Nell'area vasta sono presenti la raffineria API di Falconara, l'impianto IGCC nella stessa raffineria e la centrale turbogas di Jesi.

Dal punto di vista orografico, nella zona sud della centrale si rileva un modesto rilievo collinare su cui sorge l'abitato di Camerata Picena, mentre dal punto di vista idrografico, nella parte nord-ovest si trova il fiume Esino.

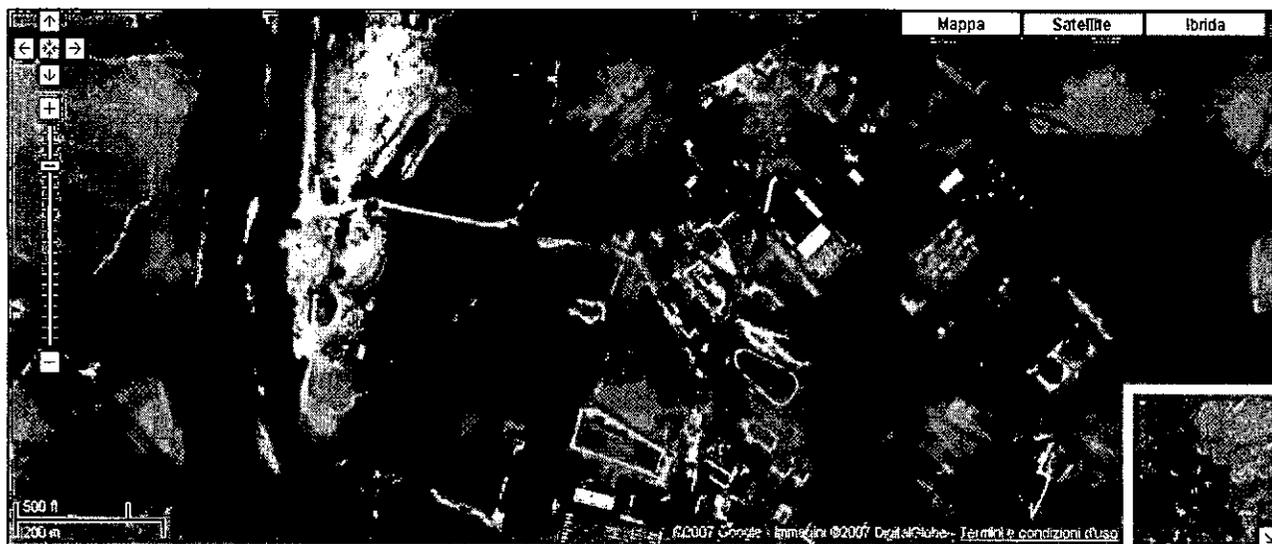


Figura 1 Sito di ubicazione della centrale di Camerata Picena

Il Comune di Camerata Picena è dotato di Piano Regolatore Generale (PRG).

Dal punto di vista della programmazione urbanistica comunale, l'intera superficie della centrale risulta essere inserita nello spazio extraurbano e classificata dal vigente Piano Regolatore Generale come ambito "E.im.1".

Le norme tecniche di Attuazione (NTA) del PRG, prevedono per l'ambito "E.im.1" quanto di seguito riportato.

"Qualsiasi intervento che comporti sostanziali modificazioni all'organizzazione della esistente Centrale Turbogas è subordinato ad una Verifica di Impatto Ambientale, (VIA) nel rispetto delle leggi nazionali e regionali vigenti.

Tali interventi sono consentiti esclusivamente al fine di migliorare l'impianto di produzione di energia elettrica (Turbogas esistente), anche incrementando la potenza installata, ma abbattendo



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

gli attuali livelli di inquinamento, nei vari aspetti. E' altresì consentita la realizzazione di manufatti a servizio della Centrale (Magazzini, depositi, servizi igienici e spogliatoi).

Inoltre gli interventi non devono prevedere ampliamenti dell'area attualmente occupata dagli impianti, sono altresì subordinati alla piantumazione, con essenze autoctone d'alto fusto, di tutta l'area boscata di rispetto.

Per quanto consentito dalle norme di sicurezza, l'area boscata di rispetto deve essere destinata all'uso pubblico.

Per gli edifici residenziali ricadenti nell'ambito sono consentiti interventi di ampliamento pari al 20% della SUL (Sup.Util.Lorda) esistente e con altezze non superiori a quelle esistenti.

Nell'ambito non sono ammessi usi diversi da quelli attuali.

L'ambito E.im.1 è suddiviso in due sub-ambiti rispettivamente denominati come "zona di produzione distribuzione" e "area di rispetto a verde".

Deve essere privilegiata la creazione ed il mantenimento di aree a filtro tra zone destinate alla produzione e quelle residenziali.

Eventuali interventi di riconversione e/o trasformazione che escludano l'utilizzo termoelettrico vanno portati avanti attivando la procedura dell'accordo di programma previsto dall'art. 34 della L. 267".

Si precisa infine che l'ambito ricalca sostanzialmente l'intera superficie della centrale come anche la suddivisione dei due sub-ambiti corrisponde sia per forma che per destinazione all'effettivo stato di utilizzazione delle aree stesse da parte di ENEL".

5.2. ARIA

Con DCAR n 36 del 30 maggio 2001 il Consiglio della Regione Marche ha approvato il Piano Regionale di Tutela della qualità dell'aria ai sensi del DPR 24 maggio 1988 n 203. Il piano individua zone d'interesse in cui sono note problematiche inerenti la qualità dell'aria.

Tra le zone individuate figura la bassa valle dell'Esino, in cui si collocano numerosi centri abitati e soprattutto insediamenti produttivi come la raffineria API di Falconara., l'aeroporto, il porto ed alcune centrali elettriche.

Questa area è stata, altresì, dichiarata ad elevato rischio di crisi ambientale con deliberazione del Consiglio Regionale del 1 marzo 2000, n 305.

L'inquinamento dell'aria osservato per l'intera area mostra un trend comune alle zone fortemente terziarizzate, ovvero una diminuzione delle concentrazioni degli inquinanti classici (composti dello zolfo e del monossido di carbonio), un livello pressoché costante per gli NOx e Benzene, un aumento dell'ozono e dei PM10. In particolare la presenza dell'ozono troposferico è indice di smog fotochimico.

5.3. ACQUA

Lo stato del fiume Esino è monitorato da anni in due punti localizzati uno in corrispondenza della foce (località Fiumesino) e l'altro il località Chiusa di Chiaravalle. Esso ha caratteristiche torrentizie (grosse variazioni di portata nel corso dell'anno) che comportano una modestissima capacità autodepurativa con conseguente rischio di riportare il BOD5 a valori accettabili.

Il fiume, infatti, presenta un progressivo deterioramento della qualità delle acque dalla sorgente alla foce ed una tendenza all'aumento del volume prelevato per le derivazioni idriche concesse significative che per il 2003 hanno rappresentato il 181,6% del deflusso medio annuo prelevabile.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

L'uso dei prelievi idrici risulta per il 95,3% destinato al settore idroelettrico, contro l'1,3 del settore industriale.

Lo stato di qualità SACA per l'anno 2001, sia per la stazione di Chiusa sia per quella di Fiumesino, registrano il livello Sufficiente, nonostante la presenza di tracce di Cromo.

Gli scarichi che confluiscono direttamente nel fiume sono quelli dell'impianto di demineralizzazione dell'API, del depuratore di Jesi e del depuratore della Sadam (zuccherificio), tuttavia per gli scarichi monitorati non si registrano valori superiori alle prescrizioni normative, ad eccezione del contenuto di Escherichia Coli in uscita dal depuratore della Sadam e da quello di Monsano dove risulta la presenza di MTBE sui campioni prelevati sui fossi nelle vicinanze della raffineria, in particolare lo sbocco a mare del fosso Castellaraccia ed i fossi delle Caserme e Rigatta.

Lo stato delle acque sotterranee mostra un inquinamento da attività antropiche con concentrazioni molto superiori a quelle del D.Lgs 152/99 per la presenza di nitrati (fertilizzanti azotati, reflui zootecnici, cattiva gestione dei fanghi, dispersioni fognarie) e di scarichi reflui umani ed industriali privi di denitrificazione.

Non sono presenti aree soggette ad esondazione.

5.4. SUOLO E SOTTOSUOLO

Si riscontra nella zona sud della porzione di territorio di Camerata Picena una circoscritta area minacciata da INSTABILITA' MORFOLOGICA.

5.5. RUMORE E VIBRAZIONI

Con Delibera n. 55 del 28/11/2006 è entrata in vigore la zonizzazione acustica del territorio del Comune di Camerata Picena.

Dalla Scheda B14 fornita dal Gestore risulta che la classe identificativa della zona interessata dall'impianto è la V (aree prevalentemente industriali).

6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA

L'impianto da autorizzare coincide con quello attuale già descritto nel Capitolo 4, al quale si rimanda.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

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

7.1. INTRODUZIONE

Per la verifica di conformità dell'impianto ai criteri IPPC si è fatto riferimento ai seguenti documenti:

- [1] Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
- [2] 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)
- [3] 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)
- [4] Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) – Luglio 2007
- [5] Reference Document on General Principles of Monitoring – Luglio 2003
- [6] Linee guida per le migliori tecniche disponibili – Impianti di combustione con Potenza termica di combustione oltre 50MW S.O. n. 29 alla G.U. del 03/03/2009.
- [7] Reference Document on Industrial Cooling Systems – Dicembre 2001
- [8] Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment/Management System in the Chemical Sector – February 2003

7.2. USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA

Efficienza energetica

MTD

Per turbine a gas esistenti l'efficienza elettrica associata alle MTD è 32-35%

Utilizzo di turbine di espansione per recuperare il contenuto energetico dal gas in pressione trasportato nel gasdotto: Preriscaldamento del gas combustibile attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia

Stato

Il Gestore non fornisce dati relativi all'efficienza elettrica. Dichiaro che, non essendo l'impianto destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica, l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo non sono fattori di principale rilevanza. Si evidenzia, comunque, che dal confronto tra la potenza elettrica e la capacità di produzione espressa in MWt indicate dal gestore, si può valutare un'efficienza elettrica inferiore a quella prevista dalle MTD per turbine a gas esistenti (32-35%). Il Gestore dichiara che i sistemi di controllo e supervisione consentono di raggiungere in ogni momento i migliori parametri di rendimento compatibili con l'esercizio richiesto, attraverso il controllo e l'ottimizzazione dell'assetto di combustione.

Non sono presenti turbine di espansione.

Non viene effettuato il preriscaldamento del gas combustibile attraverso il calore residuo della turbina o della caldaia. Il riscaldamento del gas naturale è effettuato con acqua calda fornita da due caldaie ausiliarie, alimentate anch'esse a gas naturale

Produzione di energia termica

MTD

Utilizzo del calore dei fumi in uscita dalla turbina a gas per scopi di cogenerazione e ciclo combinato (LCP pag 483 § 7.5.5).



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

Stato: Non applicabile

7.3. UTILIZZO DI MATERIE PRIME

Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi

MTD

Nel caso vi sia la possibilità dell'utilizzo di più combustibili sono da preferirsi quelli con basso tenore d'inquinanti.

Utilizzo di sistemi di rilevamento e allarme per perdite di gas.

Stato: applicata

L'impianto utilizza per il ciclo produttivo solo gas naturale, mentre utilizza gasolio per alimentare i motori diesel di avviamento dei turbogas, dei gruppi elettrogeni di emergenze e delle motopompe dell'impianto antincendio.

Il gas viene approvvigionato tramite metanodotto SNAM. Con le osservazioni presentate in sede di CdS del 14/12/2010, il Gestore ha precisato che l'impianto è dotato di approntamenti atti a rilevare per eventuali fughe di metano. Tali approntamenti sono progettati per rispondere a criteri di sicurezza per le persone e per i macchinari.

Carico, scarico, stoccaggio e manipolazione di combustibili liquidi e di additivi

MTD

I serbatoi di combustibile devono essere raggruppati in bacini di contenimento. Il bacino di contenimento deve essere progettato per contenere tutto o parte del volume (dal 50% al 75% della massima capacità di tutti i serbatoi o perlomeno il volume massimo del più grande serbatoio). Le aree di stoccaggio dovrebbero essere progettate in modo che le perdite dalle porzioni superiori dei serbatoi e dai sistemi di distribuzione ed erogazione siano intercettate e contenute nel bacino di contenimento. Il combustibile contenuto nel serbatoio dovrebbe essere visibile su display e associato agli allarmi in uso. I serbatoi di stoccaggio devono essere dotati di sistemi di controllo automatico e di sistemi di erogazione atti a prevenire traboccamenti dai serbatoi medesimi.

Le tubazioni devono essere posizionate in sicurezza in aree fuori terra così che le perdite possano essere individuate velocemente ed in modo che il danno causato da veicoli o da altri equipaggiamenti possa essere prevenuto. Se si utilizzano delle tubazioni interrate, il loro percorso dovrebbe essere documentato e segnalato e dovrebbero essere adottati sistemi di scavo in sicurezza. Le tubazioni interrate devono essere del tipo a doppia parete con controllo automatico dell'intercapedine e devono prevedere speciali sistemi di costruzione (tubazioni in acciaio, connessioni saldate, assenza di valvole, ecc.).

Le acque di dilavamento (acque meteoriche) che possono essere contaminate da uno spillamento di combustibile dallo stoccaggio e movimentazione devono essere raccolte e trattate prima dello scarico.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Stato: applicata ad eccezione del serbatoio interrato per il quale non si hanno sufficienti informazioni

Il gasolio viene attualmente utilizzato per alimentare i motori diesel di avviamento dei turbogas, i motori diesel dei due gruppi elettrogeni di emergenza e i motori diesel delle due motopompe dell'impianto antincendio.

Ogni motore diesel di avviamento dei turbogas è alimentato con il gasolio contenuto nel suo serbatoio della capacità di circa 820 litri.

Il gasolio necessario al funzionamento dei gruppi elettrogeni di emergenza è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 400 litri complessivi.

Il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe dell'impianto antincendio è raccolto nei rispettivi serbatoi di servizio della capacità di 250 litri circa ciascuno.

Il rifornimento dei serbatoi di servizio viene eseguito periodicamente tramite scarico diretto da autobotti.

Esiste tuttora presso l'impianto un serbatoio interrato da 50 mc destinato allo stoccaggio di gasolio, autorizzato fino al 2014. Il Gestore ha dichiarato che tale serbatoio non è utilizzato, ma è tenuto permanentemente vuoto, in modo da eliminare il rischio di potenziali perdite/sversamenti accidentali nocivi per la salvaguardia ambientale.

Il Gestore ha fornito indicazioni relative alle caratteristiche dei serbatoi con l'indicazione della presenza o meno di eventuali aree di contenimento di possibili sversamenti incidentali.

Le acque di dilavamento potenzialmente inquinabili da oli e da altre sostanze vengono tutte convogliate alla vasca API e successivamente inviate al depuratore ITAR.

7.4. ARIA

Emissioni di SO₂ da combustione di gas metano in impianti con potenza termica > 50 MW
<i>MTD</i> I livelli di emissioni di SO ₂ derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 10 mg/Nm ³ (15 %O ₂) senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.
<i>Stato: applicata</i> Il Gestore non considera gli SO ₂ tra gli inquinanti pertinenti. Si evidenzia però che dalle misure effettuate nel 2004 risultano concentrazioni di SO ₂ al 15 %O ₂ pari a 2.1 mg/Nm ³ per il Turbogas n. 1 e pari a 25.1 mg/Nm ³ per il Turbogas n. 3 (superiore al valore MTD).
Emissioni di polveri da combustione di gas metano in impianti con potenza termica > 50 MW
<i>MTD</i> I livelli di emissioni di polveri derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 5 mg/Nm ³ senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.
<i>Stato</i> Il Gestore non considera polveri tra gli inquinanti pertinenti. Non sono disponibili dati analitici relativi al parametro polveri.
Emissioni di NO_x da combustione di gas metano in impianti con potenza termica > 50 MW
<i>MTD</i> Iniezione diretta di vapore Iniezione diretta di acqua Dry low-NO _x (DLN) SCR
<i>Prestazioni (15 %O₂)</i> Livelli emissione NO _x con DLN o con SCR: 20 - 75 mg/Nm ³ Livelli emissione NO _x con iniezione di acqua e vapore o SCR: 50 - 90 mg/Nm ³
<i>Stato. Non applicata</i> L'impianto non è dotato di alcun sistema di trattamento per la riduzione delle quantità di inquinanti prodotti durante la combustione.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Le emissioni di NO_x sono calcolate attraverso il consumo di metano, considerando la concentrazione limite di emissione di NO_x per impianti turbogas di cui al DM 12/07/90 (400 mg/Nm³).

Dalle misure effettuate nel 2004 risultano concentrazioni di NO₂ al 15 %O₂ pari a 214 mg/Nm³ per il Turbogas n. 1 e pari a 196 mg/Nm³ per il Turbogas n. 3 (superiori alle emissioni associate alle MTD).

Emissioni di CO da combustione di gas metano in impianti con potenza termica > 50 MW

MTD

Completa combustione, unitamente alla corretta progettazione della camera di combustione, utilizzo di sistemi di monitoraggio in continuo e tecniche di controllo di processo ad alte prestazioni ed infine attenta manutenzione del sistema di combustione.

Ossidazione catalitica se l'impianto è situato in aree densamente abitate.

Prestazioni (15 %O₂)

Livelli emissione CO con DLN: 5 – 100 mg/Nm³

Livelli emissione CO con iniezione di acqua e vapore o SCR: 30 – 100 mg/Nm³

Stato: applicata

L'impianto non è dotato di alcun sistema di trattamento per la riduzione delle quantità di inquinanti prodotti durante la combustione e non è dotato di sistemi di monitoraggio in continuo.

Dalle misure effettuate nel 2004 risultano concentrazioni di CO al 15 %O₂ pari a 11.9 mg/Nm³ per il Turbogas n. 1 e pari a 33.8 mg/Nm³ per il Turbogas n. 3 (in linea con le emissioni associate alle MTD).

7.5. ACQUA

Sistema trattamento acque

MTD

Dotazione di sistemi separati di drenaggio delle acque, a seconda del carico di inquinante, provvisti di un sistema di collettamento delle acque meteoriche.

Stato: applicata

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

- acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali;
- acque meteoriche non inquinate;
- acque provenienti da servizi igienici.

Acque provenienti da reflui civili

MTD

Per le acque reflue sono considerate BAT la rimozione di solidi sospesi totali tramite sistema di coagulazione/flocculazione, flottazione ad aria, rimozione delle sostanze biodegradabili tramite trattamento aerobico a fanghi attivi, trattamento del refluo in ingresso con chiarificatore primario a valle di una stazione di miscelamento, aerazione ad uno stadio con successiva chiarificazione, flottazione ad aria di primo e secondo livello e possibile riutilizzo interno delle acque.

Stato: applicata

Le acque provenienti dai servizi igienici presenti sono convogliate, prima di essere immesse nella rete fognaria comunale, ad una fossa IMHOFF.

Acque potenzialmente inquinate da oli

MTD

Rimozioni di oli tramite l'uso combinato di separatori e filtri granulari

Utilizzo di processi, operazioni a circuito chiuso, con riduzione acque reflue scaricate (BRef LCP § 7.5.4)

Stato

Le acque potenzialmente inquinate da oli sono inviate ad una vasca di disoleazione, costituita da una zona di calma dalla quale, mediante un sistema di pompaggio e con successive operazioni di ricircolo, le acque vengono fatte defluire in un sistema di "fosse a trappola" dotate di filtri lamellari per la raccolta dei residui



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

oleosi. Tali residui tramite appositi "schiumatori" vengono raccolti ed immessi in una piccola vasca di deposito sita al centro della vasca di disoleazione, per essere successivamente pompate in un serbatoio di recupero.

Acque reflue di processo

MTD

Le acque reflue, quali prodotti di scarto del processo produttivo di energia elettrica ed in genere di tutti i processi industriali, prima di essere versate nelle acque pubbliche devono essere depurate. Per il trattamento degli eluati è considerata BAT la neutralizzazione¹

Per il lavaggio delle caldaie, delle turbine, dei preriscaldatori ad aria e dei precipitatori elettrostatici:

- neutralizzazione e operazioni a circuito chiuso;
- oppure utilizzo di metodi di pulizia a secco ove tecnicamente possibile

Per le acque superficiali raccolte: sedimentazione o trattamento chimico e riutilizzo interno

Stato: applicata

Le acque contaminate, in cui possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera derivanti da accidentali perdite di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi, sono inviate al trattamento di disoleazione dove non viene effettuata la neutralizzazione.

Le acque in uscita dal disoleatore sono inviate allo scarico finale e non c'è riutilizzo interno.

Anche le acque meteoriche non inquinate sono inviate nella fognatura a valle del disoleatore senza riutilizzo interno.

Acque di raffreddamento

MTD:

Trattamento dell'acqua di raffreddamento per prevenire corrosioni, incrostazioni ed intorbidimenti (Industrial Cooling Systems § 4.3.1). Utilizzo di sistemi di raffreddamento ad acqua del tipo "once-through" (Industrial Cooling Systems § 1.1-4.2.1.3). Scelta del punto di scarico nel corpo recettore in posizione tale da disperdere in modo efficace l'acqua di scarico (Waste Water Treatment Management § 4.3.1)

Stato

Non sono fornite specifiche ed idonee notizie al riguardo

7.6. RIFIUTI

Corretta gestione dei rifiuti

MTD

Presenza di un sistema di gestione ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi. Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto.

Stato: non applicata

L'impianto non è dotato di un Sistema di Gestione Ambientale.

MTD

Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.

Stato: applicata

La gestione dei rifiuti è affidata al personale dell'UB di Pietrafitta, che è responsabile della corretta classificazione dei rifiuti (attribuzione codici CER), della gestione dei contratti di smaltimento e della verifica delle autorizzazioni delle ditte a cui è affidato il rifiuto, della corretta compilazione documentale del registro rifiuti e dei formulari di trasporto, del controllo di tempi e quantità di rifiuti in deposito temporaneo per il rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente per il deposito temporaneo, della predisposizione del Modello Unico di Dichiarazione annuale (MUD).

MTD

¹ BAT solo con operazioni alcaline



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

Per l'impianto di trattamento acque reflue ottimizzare lo stesso anche attraverso una diminuzione del volume di fanghi prodotti.

Stato: non applicabile

Non si ha evidenza di produzione di fanghi dall'impianto di trattamento acque.

MTD

Utilizzare, dove possibile, i residui della combustione, invece del loro smaltimento in discarica.

Stato: non applicabile

La centrale utilizza gas metano come combustibile principale che non produce residui di combustione.

7.7. **SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE**

Sistemi di gestione ambientale

MTD

Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale.

Stato

L'impianto non è dotato di SGA.

E' presente un rendiconto relativo alla verifica da parte della The IT Group Italia Srl del Rapporto Ambientale 2005 di Enel S.p.A.

7.8. **PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI**

Il Gestore ha dichiarato che per le attività, i processi, e le sostanze utilizzate nell'impianto l'emergenza maggiormente significativa riscontrabile è la possibilità di incendio.

Le attività di manutenzione e ripristino della funzionalità di tutti i componenti dell'impianto, hanno riguardato anche i sistemi antincendio ed hanno portato al rilascio del Certificato Prevenzione Incendi n. 10348/2011 del 21/12/04 da parte del Comando provinciale dei Vigili del Fuoco di Ancona (scaduto il 06/10/2007).

La gestione dell'impianto di Camerata Picena è affidata all'Unità di Business di Pietrafitta; pertanto il personale chiamato ad intervenire in loco proviene da tale unità ed è in possesso di attestato di idoneità per l'espletamento delle attività di addetto al servizio di prevenzione e protezione antincendio rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Perugia ed ha frequentato le specifiche azioni formative previste dalla normativa vigente.

UB PF ha in essere un contratto di servizio con la ditta "Istituto di Vigilanza Coop Service", operante in zone limitrofe all'impianto, che in caso di intervento di allarme incendio recepitato c/o sala manovra dell'impianto di Pietrafitta (PG), prevede il pronto intervento di un addetto della vigilanza per garantire l'accesso dei VV.F. alle installazioni d'impianto.

Con le integrazioni presentate nel mese di maggio 2008, il Gestore ha presentato un documento di analisi di rischio, in cui identifica gli eventi incidentali potenziali della centrale di Camerata Picena sulla base alle sostanze ed alle operazioni eseguite in centrale, sulle casistiche di accadimento di eventi registrati sull'impianto o su impianti analoghi ENEL.

Di seguito si riporta la tabella presentata dal Gestore, in cui individua un livello di rischio compreso tra i valori 2-3, che definisce "rischio non significativo", che ritiene accettabile per tutti gli incidenti individuati.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Tipologia di eventi incidentali	Descrizione dell'evento	Val. parziali		Val. finali
		F	G	R= F x G
Incendi	Dispersione e diffusione di vapori, gas e polveri a seguito di incendio di serbatoi gasolio	3	1	3
	Dispersione e diffusione di vapori, gas e polveri a seguito di incendio di sistemi di alimentazione del gas naturale	3	1	3
	Dispersione e diffusione di vapori, gas e polveri a seguito di incendio apparecchiature elettriche	3	1	3
Manipolazione e movimentazione di sostanze liquide inquinanti	Sversamento di sostanze oleose attraverso le fogne di raccolta delle acque meteoriche contaminabili da oli	2	1	2
Movimentazione e stoccaggio gasolio	Contaminazione del suolo da idrocarburi	3	1	3



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

8. CONSIDERAZIONI FINALI

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

- a) delle **dichiarazioni fatte del gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni: *B (dati e notizie sull'impianto attuale)* ed *E (Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piani di monitoraggio)*;
- b) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- c) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;

motiva le proprie scelte prescrittive considerato che:

- è opportuno correlare l'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico in modo tale da garantire, anche successivamente, i più elevati livelli di protezione dell'ambiente che le migliori tecnologie via via disponibili permetteranno di conseguire in futuro, attraverso l'istituto del periodico rinnovo, nel rispetto della direttiva IPPC 96/61/CE;
- la centrale di Camerata Picena realizzata sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 10/04/72, è entrata in esercizio agli inizi del 1974 nella configurazione attuale senza mai subire ammodernamenti e modifiche impiantistiche;
- la Centrale di Camerata Picena è disponibile alla produzione per i periodi di richiesta di energia particolarmente elevata o in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa, funzionando sempre per un numero di ore limitato durante l'anno;
- il Ministero dello Sviluppo Economico con nota prot. 0010128 del 18/06/2010 ha dichiarato che la tipologia di impianto è asservita alla regolazione di esercizio ed è necessaria per le condizioni di emergenza;
- lo stato attuale dell'impianto è tale da non consentire il rispetto delle prestazioni secondo le MTD relativamente alle emissioni in atmosfera per quanto riguarda la riduzione degli NOx, al recupero di calore dai fumi emessi in atmosfera, alla mancanza di un sistema di trattamento acque a ciclo chiuso ed infine al rendimento, comunque inferiore ai valori attesi con l'applicazione delle opportune MTD;
- con DACR n°143 del 12/01/2010 è stato approvato il *Piano Regionale di Risanamento e Manutenimento della qualità dell'Aria* (Regione Marche)
- con DACR n°172 del 19/02/2005 è stato approvato il *Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e bassa Valle dell'Esino*
- le stazioni della rete di monitoraggio della Provincia di Ancona hanno registrato per l'inquinante NO₂ il superamento della media annuale.

Per quanto sopra esposto, si ritiene opportuno limitare le ore di funzionamento della centrale e di consentire, nel mentre, al Gestore di presentare un piano di adeguamento della centrale stessa alle



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

MTD, in quanto l'esercizio limitato e discontinuo della centrale stessa non può essere una giustificazione per un funzionamento della centrale lontano dagli standard attesi dall'applicazione del D.Lgs. 59/2005.

Per quanto suddetto sarà prescritto il rispetto di un articolazione temporale che preveda nel periodo di durata dell'Autorizzazione e sotto il vincolo di un esercizio ridotto dell'impianto:

- la presentazione di un piano di adeguamento o di dismissione dell'impianto entro 36 mesi dal rilascio dell'AIA;
- la piena operatività del piano stesso entro cinque anni dal rilascio dell'AIA

Pertanto il **GI della commissione IPPC, come descritto in premessa, propone all'Autorità Competente** di procedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni del piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

9. PRESCRIZIONI

Il GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005, se saranno rispettate le prescrizioni e i VLE per gli inquinanti di seguito riportati.

Si precisa che i VLE e le prescrizioni proposti in questo parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D. Lgs 59/05. Restano ovviamente valide le norme settoriali pertinenti, tra le quali quelle del D.Lgs 152/06.

9.1. CAPACITÀ PRODUTTIVA

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di istruttoria di AIA pari a 520 MWt per i n°4 gruppi turbogas; 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 AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.

Ogni modifica sostanziale dovrà essere preventivamente autorizzata dall'AC, ogni altra modifica dovrà essere comunicata all'AC.

9.2. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME

A partire dalla data di rilascio dell'AIA, il Gestore è autorizzato all'utilizzo dei seguenti combustibili:

Gas naturale	<ul style="list-style-type: none">• Per alimentare i quattro gruppi di produzione turbogas ;• Per l'alimentazione della stazione di decompressione e rete di distribuzione;
Gasolio	<ul style="list-style-type: none">• Per alimentare i quattro motori diesel di lancio dei turbogas• Per alimentare le due motopompe annesse dell'impianto antincendio;• Per alimentare due diesel dei gruppi elettrogeni di emergenza.

Il Gestore è inoltre autorizzato a utilizzare, oltre ai combustibili di cui sopra, le materie prime riportate in sede di domanda di AIA, nella quantità massima relativa alla capacità produttiva indicata nella tab.B1.2 del paragrafo 4.4, necessarie per la gestione e l'esercizio dell'impianto.

L'utilizzo di materie differenti da quelle riportate nella domanda di AIA è possibile previa comunicazione scritta all'AC nella quale siano definite le motivazioni alla base della decisione e siano trasmesse le caratteristiche chimico-fisiche delle nuove materie prime utilizzate.

9.3. EMISSIONI IN ARIA

9.3.1 Emissioni convogliate

Emissioni convogliate ai n°4 camini

INQUINANTE SO₂:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

L'utilizzo del gas naturale nella combustione comporta in generale livelli di emissioni di SO₂ < 10 mg/Nm³ senza ricorso a misure tecniche aggiuntive (Bref LCP 7.5.3 pag 479).

Gruppi	Limite autorizzato	Prestazione MTD (medie giornaliere)	Limiti AIA ^(a)	Percentuale di O ₂ di riferimento nei fumi anidri
	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
TG1	-	10	10	15
TG 2	-	10	10	15
TG 3	-	10	10	15
TG 4	-	10	10	15

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

INQUINANTE Polveri:

L'utilizzo del gas naturale nella combustione comporta in generale livelli di emissioni di Polveri < 5 mg/Nm³ senza ricorso a tecniche aggiuntive (Bref LCP 7.5.3 pag 479).

Gruppi	Limite autorizzato	Prestazione MTD (medie giornaliere)	Limiti AIA	Percentuale di O ₂ di riferimento nei fumi anidri
	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
TG1	-	5	5 ^(a)	15
TG 2	-	5	5 ^(a)	15
TG 3	-	5	5 ^(a)	15
TG 4	-	5	5 ^(a)	15

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

INQUINANTI NO_x e CO

In funzione delle seguenti considerazioni:

- la centrale di Camerata Picena realizzata sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 10/04/72, è entrata in esercizio agli inizi del 1974 nella configurazione attuale senza mai subire ammodernamenti e modifiche impiantistiche;
- rilevati gli obiettivi di qualità previsti dal Piano Regionale di Risanamento e Mantenimento della qualità dell'Aria (Regione Marche) approvato dalla regione Marche con DACR n. 143 del 12/01/2010 in cui si richiama il Piano di Risanamento dell'Area di Ancona, Falconara e Bassa valle dell'Esino approvato con DACR n°172 del 19/02/2005, il quale prevede la permanenza dell'impianto nelle condizioni attuali (non adeguato alle MTD di settore) in attività esclusivamente come impianto di punta finalizzato a fronteggiare eventuali



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

situazioni di emergenza entro le condizioni di esercizio dettagliate da ENEL (100 ore di attività annuali);

- data la necessità di correlare l'esercizio dell'impianto all'evoluzione del progresso tecnologico nel rispetto dei criteri IPPC;
- Il MISE con nota del Direttore Generale (n. prot. CIPPC – 00-2010-0001261 del 18.06.2010) al MATTM, in riferimento alla nota di Terna TE/P20100005248 del 23.04.2010 (con la quale il Gestore della rete Terna S.p.a. ha fornito l'elenco degli impianti turbogas di punta presenti in Italia ritenuti necessari ai fini della sicurezza del sistema elettrico, nel quale è compresa anche quello in esame), ha evidenziato il ruolo essenziale svolto da alcune Centrali Turbogas, tra le quali figura quella in oggetto del presente procedimento, per la tenuta in sicurezza del sistema elettrico nazionale, "in quanto non risulta possibile prescindere dalle funzioni di bilanciamento, regolazione e start-up assicurate al momento dagli impianti turbogas di cui trattasi", confermando "la disponibilità ad aggiornare, con cadenza annuale e con il supporto tecnico dell'analisi di Terna, l'elenco degli impianti aventi le caratteristiche di essenzialità nel senso sopra esposto" e specificando, altresì, che "relativamente al problema più generale della valenza delle singole centrali ai fini della definizione dei tempi di adeguamento delle prescrizioni ambientali, si ritiene che il coordinamento delle esigenze di codesta Amministrazione con le esigenze del sistema elettrico e con i programmi del produttore debba essere affrontato con riferimento a ciascun impianto nell'ambito della Conferenza di Servizi."

In particolare l'impianto di Camerata Picena, secondo quanto dichiarato da TERNA, è necessario per:

1. riserva terziaria
 2. compensatore sincrono
 3. vincoli a rete non integra
- Il Gestore, nella nota allegata al verbale della Conferenza dei Servizi del 7 giugno 2010 (allegato 3), si dice d'accordo nell'essere autorizzato ad esercire l'impianto per non più di 100 ore/anno per gruppo per tutta la valenza dell'AIA nell'assetto attuale, rispettando i limiti emissivi imposti dal D.lgs 152/06.

Si prescrive:

- che il funzionamento dell'impianto non potrà eccedere le 100 ore/anno per ciascun gruppo turbogas (TG1, TG2, TG3, TG4) e che lo stesso dovrà rivestire le caratteristiche di essenzialità ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale, come dichiarato dal MISE annualmente entro il 31 gennaio, pena la decadenza dell'AIA, con immediato avvio delle procedure di dismissione.
- la presentazione, entro tre anni dal rilascio dell'AIA, di un piano di dismissione tale da garantire la dismissione completa dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni), ovvero la presentazione, sempre entro tre anni dal rilascio dell'AIA, di un piano di adeguamento alle MTD di settore tale da garantire il rispetto dei nuovi VLE prescritti entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni) e comunque tale da migliorare la reale situazione emissiva rispetto al periodo transitorio, oltrechè in termini di concentrazione anche in termini di flussi di massa effettivi.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

VLE NO_x

NO _x					
Gruppi	Limite autorizzato	Limiti D.Lgs 152/06	Prestazione MTD (medie giornaliere)	Limiti AIA	Percentuale di O ₂ di riferimento nei fumi anidri
	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
TG1	-	400	50 - 90	90 ^(a) 400 ^(b)	15
TG 2	-	400	50 - 90	90 ^(a) 400 ^(b)	15
TG 3	-	400	50 - 90	90 ^(a) 400 ^(b)	15
TG 4	-	400	50 - 90	90 ^(a) 400 ^(b)	15

^(a) Limiti esecutivi entro 5 anni dal rilascio dell'AIA. Ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. Nel caso in cui, a seguito di adeguamento alle MTD, i quattro gruppi dovessero essere eserciti per un numero di ore annuali superiori a 400 (somma delle ore autorizzate di funzionamento del TG1, TG2, TG3 e TG4), il limite imposto va inteso come media giornaliera.

^(b) Limiti esecutivi nelle more dell'adeguamento impiantistico, validi a partire dalla data di rilascio dell'AIA e per un periodo di tempo non superiore ai cinque anni dal rilascio della stessa. Ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

VLE CO

CO					
Gruppi	Limite autorizzato	Limiti D.Lgs 152/06	Prestazione MTD (medie giornaliere)	Limiti AIA	Percentuale di O ₂ di riferimento nei fumi anidri
	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[mg/Nm ³]	[%]
TG1	-	100	30 - 100	30 ^(a) 100 ^(b)	15
TG2	-	100	30 - 100	30 ^(a) 100 ^(b)	15
TG3	-	100	30 - 100	30 ^(a) 100 ^(b)	15
TG4	-	100	30 - 100	30 ^(a) 100 ^(b)	15

^(a) Limiti esecutivi entro 5 anni dal rilascio dell'AIA. Ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

^(b) Limiti esecutivi nelle more dell'adeguamento impiantistico, validi a partire dalla data di rilascio dell'AIA e per un periodo di tempo non superiore ai cinque anni dal rilascio della stessa. Ai sensi dell'allegato VI degli allegati alla parte V del D.Lgs. 152/06, punto 2.3, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

I limiti AIA sopra prescritti dovranno essere applicati durante i periodi di normale funzionamento dell'impianto e la verifica di conformità ai valori limite è effettuata secondo le modalità riportate nel piano di monitoraggio e controllo.

Relativamente alla frequenza delle misurazioni si ritiene opportuno, vista l'assenza di un sistema di monitoraggio delle emissioni e vista la discontinuità di funzionamento delle quattro turbine, che queste vengano eseguite trimestralmente per NO_x e CO durante le ore di normale funzionamento dell'impianto. Tali misure, naturalmente, saranno da effettuarsi solo nei trimestri in cui la turbina viene messa in funzione.

Si prescrive, inoltre, con decorrenza immediata, di dare comunicazione entro 24 ore al Comune di Camerata Picena dei dati relativi alle accensioni, alle durate di funzionamento ed agli spegnimenti dell'impianto, e di inviare agli Enti Locali ed alle Autorità di Controllo competenti un report trimestrale contenente i dati relativi al funzionamento dei quattro gruppi turbogas e alle rispettive emissioni rilevate. Nel caso le accensioni fossero effettuate nei giorni festivi la comunicazione al Comune dovrà essere inviata nel primo giorno lavorativo successivo utile.

Qualora in fase di post adeguamento, l'esercizio annuale dell'impianto (TG1, TG2, TG3 e TG4) dovesse superare le 500h, conformemente con i contenuti delle Linee Guida per i Grandi Impianti di combustione (G.U. N. 51 3-3-2009, S.O. N. 29 1,1 Impianti di Combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW), si prescrive al Gestore la realizzazione di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni per ciascun turbogas

Altri punti di emissione convogliata

Per quanto attiene le emissioni provenienti da:

- quattro motori diesel di lancio dei gruppi da 1,17 MW_t ciascuno e durata dell'avviamento di circa 15 minuti,
- 2 caldaie riscaldamento del gas, alimentate a metano, da 1,07 MW_t ciascuno
- 2 motori diesel di emergenza dei gruppi da 0,88 MW_t ciascuno,
- 2 motopompe antincendio, alimentate a gasolio, da 0,2 MW_t ciascuna,

devono rispettare quanto previsto dal D. Lgs. 152/2006.

Transitori di avviamento e arresto

Nel periodo pre-adequamento (intervallo temporale massimo pari a cinque anni, conteggiato a partire dal rilascio dell'AIA), durante i periodi di avviamento e arresto dei quattro turbogas non vengono imposti limiti di emissione, ma si prescrive che le emissioni siano quantificate e conteggiate secondo quanto predisposto nel piano di monitoraggio e controllo. In merito alla frequenza delle misurazioni si ritiene opportuno, vista la discontinuità nell'utilizzo delle turbine, che queste vengano eseguite trimestralmente per NO_x e CO durante le fasi di accensione/spegnimento con la finalità di determinare le emissioni massiche ad esse correlabili. Tali



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

misure, naturalmente, saranno da effettuarsi solo nei trimestri in cui la turbina viene messa in funzione. Tale disposizione consentirà all'Autorità Competente e al Gestore stesso di valutare in maniera completa il quadro emissivo dell'impianto per i macroinquinanti d'interesse.

Nel periodo post-adeguamento il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, 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. Tali informazioni dovranno essere inserite nelle relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità Competente secondo le indicazioni riportate nel piano di monitoraggio e controllo.

Si prescrive inoltre, di inviare agli Enti Locali e alle Autorità di Controllo competenti, un report mensile contenente i dati relativi al funzionamento dei quattro gruppi turbogas e alle rispettive emissioni rilevate.

9.3.2 Emissioni non convogliate

Al fine di contenere le emissioni fugitive, il Gestore dovrà stabilire un programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione di perdite e alla riparazione .

9.4. EMISSIONI IN ACQUA

Le MTD per la matrice acque non sono interamente applicate, in quanto gli scarichi idrici sono trattati in un impianto di disoleazione senza ulteriori trattamenti di tipo chimico. Nel BRef non esistono prestazioni di riferimento con cui confrontare le emissioni attuali.

Il Gestore, oltre al pozzetto fiscale posto a valle del disoleatore, dovrà predisporre due ulteriori punti di prelievo da posizionare in corrispondenza degli scarichi finali SF1 ed SF2.

Il Gestore per i punti di prelievo fiscale a valle del disoleatore ed allo scarico finale SF1, dovrà rispettare i valori limite definiti dalla normativa vigente relativi allo scarico in acque superficiali, mentre per lo scarico SF2 dovrà rispettare il Regolamento emanato dal soggetto gestore del servizio idrico integrato.

Il Gestore dovrà inoltre effettuare e registrare (secondo le modalità specificate nel PMC) le attività manutentive delle fosse Imhoff (spurgo) almeno una volta l'anno.

Il Gestore, in caso di variazioni delle caratteristiche quali-quantitative dello scarico, intese come aumento del carico organico espresso in abitanti equivalenti rispetto alla situazione attuale, in caso di ristrutturazione o ampliamento dell'edificio e/o in caso di modifica del sistema di trattamento e in caso di modifica della titolarità dello scarico, dovrà darne comunicazione all'A.C., che adotterà i provvedimenti che si rendessero eventualmente necessari.

Si richiede inoltre il rispetto delle ulteriori prescrizioni:

- Rispetto dei limiti tabellari, per le acque reflue industriali, riferito ad un campione medio prelevato nell'arco di tre ore (l'Autorità preposta al controllo può, con motivazione espressa nel verbale di campionamento, eseguire i prelievi su tempi diversi);
- I pozzetti di ispezione dovranno essere mantenuti accessibili ed ispezionabili da parte degli organi di controllo;
- Deve essere mantenuta a disposizione dell'organo di controllo la documentazione comprovante la manutenzione e la gestione degli impianti di trattamento delle acque reflue;
- Dovranno essere mantenuti in efficienza i contatori volumetrici nei punti di approvvigionamento;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

- I fanghi di risulta dell'impianto di trattamento delle acque reflue dovranno essere smaltiti mediante ditta autorizzata ai sensi del D.Lgs 152/06;
- Dovrà essere comunicata e formalizzata ogni modificazione intervenuta all'impianto di trattamento delle acque reflue.

9.5. EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI

A seguito della definizione e approvazione del piano di zonizzazione acustica del territorio del Comune di Camerata Picena, avvenuta con Delibera n. 55 del 28/11/2006 si prescrive l'adeguamento dell'impianto ai nuovi limiti ai sensi del DPCM 14/11/1997.

Si prescrive che il gestore rediga un progetto finalizzato al risanamento dell'impatto acustico (piano di risanamento) ed alla valutazione degli impatti acustici della centrale nelle condizioni più gravose di impatto sonoro, e negli assetti impiantistici per i quali lo stesso gestore intende essere autorizzato. Tale progetto dovrà essere inoltrato entro 3 mesi agli enti di controllo (ARPAM e ISPRA) per approvazione. Entro i 3 mesi dall'approvazione dovranno essere effettuate tutte le misure in accordo al suddetto progetto, al fine di verificare il rispetto dei limiti. I tempi degli eventuali adeguamenti impiantistici verranno concordati con i suddetti Enti di controllo

Il Gestore dovrà periodicamente effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza e nel rispetto delle altre indicazioni del piano di monitoraggio e controllo.

Nel caso di superamento dei limiti dovranno essere poste in essere tutte le misure di mitigazione acustica necessarie per rientrare nei limiti, intervenendo sulle singole sorgenti, sulle vie di propagazione o direttamente sui recettori.

9.6. SUOLO, SOTTOSUOLO E ACQUE SOTTERRANEE

In considerazione dell'assenza di aree potenzialmente contaminate e rientranti nella categoria dei siti di bonifica si propone un monitoraggio semestrale, nel periodo di funzionamento dell'impianto, che consenta di caratterizzare la qualità dell'acqua sotterranea a monte e a valle dell'area del sito in direzione del flusso di falda.

Le modalità del controllo, la frequenza ed i parametri da analizzare sono riportati nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

9.7. PRESCRIZIONI SUI SERBATOI

Secondo quanto dichiarato dal Gestore vi sono quattro serbatoi fuori terra che erano adibiti allo stoccaggio del gasolio per l'alimentazione dei quattro gruppi turbogas, di cui due da 1.148 mc e due da 5.469 mc ed un serbatoio interrato da 50 mc, i quali sono stati dimessi e bonificati in quanto non più utilizzati.

Inoltre esiste un sesto serbatoio interrato da 50 m³ con autorizzazione all'utilizzo fino al mese di gennaio 2014 che viene tenuto vuoto e non utilizzato secondo le dichiarazioni del Gestore.

In relazione alle informazioni ricevute dal Gestore si prescrive che i sei serbatoi sopra descritti siano mantenuti vuoti e non vengano utilizzati.

Si prescrive, inoltre, lo smantellamento per i due serbatoi fuori terra da 1.148 mc e per i due serbatoi da 5.469 mc sopradescritti e la bonifica dei siti, entro cinque anni dal rilascio dell'AIA.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

9.8. RIFIUTI

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

Nel caso specifico di rifiuti contenenti amianto lo smaltimento dovrà avvenire entro un massimo di sei mesi in conformità alla normativa vigente di settore.

Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802, Campionamento, Analisi, Metodiche standard - Rifiuti liquidi, granulari, pastosi e fanghi - Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati.

Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

La gestione dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto cui sono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni. I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'art. 190 del D.Lgs 152/06 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario d'identificazione di cui all'art. 193 del D.Lgs 152/06.

Il trasporto deve avvenire nel rispetto dell'art. 193 del D.Lgs 152/06.

In particolare, ai fini del trasporto, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati ai sensi del comma 3 dell'art. 193 del D.Lgs 152/06.

Inoltre, le operazioni di stoccaggio e di deposito temporaneo di cui alle lettere l) ed m) dell'art. 183 del D.Lgs 152/06 devono avvenire nel rispetto delle norme tecniche di settore; in particolare:

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per i rifiuti pericolosi; in virtù dell'art. 187 del D.Lgs 152/06 è fatto divieto di miscelare categorie diverse di rifiuti pericolosi e rifiuti pericolosi con rifiuti non pericolosi;
- ciascuna area di stoccaggio deve essere segnalata opportunamente, differenziandola per tipologia di rifiuto; il rifiuto stoccato deve essere identificato riportando i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità;
- i rifiuti incompatibili e suscettibili di reagire tra di loro dando luogo alla formazione di prodotti esplosivi, infiammabili e/o tossici devono essere stoccati in modo che non possano venire a contatto tra loro;
- le superfici di tutte le aree di deposito devono essere impermeabilizzate e resistenti all'attacco chimico delle sostanze presenti nei rifiuti;
- i siti di stoccaggio devono essere dotati di copertura fissa o mobile in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
- tutte le acque meteoriche di prima e seconda pioggia provenienti dalle aree di stoccaggio dei rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento dei reflui;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono riservare in volume residuo di sicurezza pari al 10% della sua capienza ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o di tubazioni di troppo pieno e di indicatori e allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati;
- i rifiuti liquidi devono essere depositati in serbatoi o contenitori mobili (ad es. fusti o cisterne) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento; le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza con il fine di evitare dispersione nell'ambiente; sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione della tipologia di rifiuto contenuto, conformemente alla normativa vigente in materia di etichettatura di sostanze pericolose; lo stoccaggio dei fusti o cisterne deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
- i contenitori e/o serbatoi chiusi devono essere provvisti di bacini di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuto, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs 95/1992 e succ. mod., e del D.M. 392/1996; in particolare, qualora la produzione degli oli esausti superasse i 300 Kg/anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.Lgs 95/1992, per il detentore il rispetto delle condizioni di cui agli artt. 6 e 8 dello stesso decreto; a tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'A.C. le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento;
- il deposito delle batterie al piombo derivanti dalle attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistema di raccolta di eventuali fuoriuscite di liquido dalle stesse batterie;

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

Il Gestore dovrà garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione; per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio intende avvalersi (temporaneo o quantitativo). Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito dell'obbligo di monitoraggio e controllo, ogni mese, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e delle quantità di rifiuti non pericolosi, sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi. Dovranno altresì essere controllate le etichettature. Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

9.9. *PRESCRIZIONI TECNICHE E GESTIONALI*

Si raccomanda di attivare il sistema di gestione ambientale "SGA" conformemente alla norma UNI EN ISO 14001 e/o al regolamento EMAS.

9.10. *MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI*
INCIDENTALI

Il Gestore deve operare per poter tener conto delle normali esigenze di manutenzione e di eventuali malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di macchinario di riserva finalizzato all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

A tal fine, il Gestore registra e comunica all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo, gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti e una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

Allo stesso modo il Gestore deve operare preventivamente per minimizzare gli effetti di eventuali eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti.

A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali, e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato 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 registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti. Il Gestore inoltre deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

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



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

9.11. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

Il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto relativo alla dismissione dell'intero impianto entro tre anni dal rilascio dell'AIA se non intende adeguare l'impianto stesso alle MTD. In caso di adeguamento e prosecuzione dell'attività dell'impianto il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto relativo alla dismissione dell'intero impianto un anno prima del termine del suo ciclo di vita. Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate. Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni e degli obblighi dettati dalla parte quarta del D.Lgs 152/06.

10. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

11. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

Il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura finanziaria. Con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo sviluppo Economico e con il Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

Inoltre, le prescrizioni in materia di rifiuti possono comportare l'obbligo di fidejussioni a carico del gestore, regolamentate dalle amministrazioni regionali.

L'Autorità Competente, in sede di rilascio dell'AIA stabilisce eventuali prescrizioni di natura finanziaria.

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

12. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

In virtù dell'art. 5, comma 14 del D.Lgs. n° 59/05 vengono sostituite le seguenti autorizzazioni:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)

Estremi atto autorizzativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Determina Dirigenziale n. 816/06 (Autorizzazione n. 106/06).	Provincia di Ancona	29/08/06	29/08/10	D.Lgs. 152/06	Autorizzazione scarico idrico
Prot. n. 311/Area II	Prefettura	19/04/04	09/01/14	L. 07/05/65	Autorizzazione dep. oli

13. DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del D.Lgs 59/05 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

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

Rilevato che il Gestore non ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001, non registrandolo al contempo ai sensi del regolamento 761/2001/CE (EMAS), l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 5 anni. In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

In virtù del comma 1 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC durante la procedura di rinnovo potrà aggiornare o confermare le prescrizioni a partire dalla data di rilascio dell'autorizzazione.

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC 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
Parere ENEL PRODUZIONE SPA
IMPIANTO TURBOGAS DI CAMERATA
PICENA(AN)**

14. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA, già individuato quale ente di controllo dal MATTM, ad esito del parere istruttorio costituisce parte integrante dell'AIA per l'impianto " ".

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/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i 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 3 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve avviare il PMC. Ove necessario, per gli impianti esistenti, il gestore nei 3 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

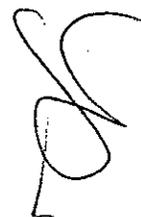
GESTORE
LOCALITÀ
DATA DI EMISSIONE

REFERENTI ISPRA

ENEL PRODUZIONE SPA
Camerata Picena (AN)

27/12/2010

ING. BARBARA BELLOMO
ING. CARMELINA SALIERNO
ING. ROBERTO BORGHESI
ING. GIUSEPPE DI MARCO



INDICE

PREMESSA	4
1 FINALITÀ DEL PIANO	4
2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	5
2.1 OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO	5
2.2 DIVIETO DI MISCELAZIONE	5
2.3 FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI	5
2.4 ESERCIZIO DELL'IMPIANTO	5
3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	6
CONSUMI/UTILIZZI DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	6
CONSUMI IDRICI	7
CONSUMI ELETTRICI	7
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	7
CARATTERISTICHE DEI COMBUSTIBILI PRINCIPALI	8
GESTIONE DEI SERBATOI DI GASOLIO E DELLE LINEE DI DISTRIBUZIONE DEI COMBUSTIBILI	8
4. EMISSIONI IN ATMOSFERA	9
EMISSIONI CONVOGLIATE IN ARIA	9
EMISSIONI NON CONVOGLIATE IN ATMOSFERA	14
MONITORAGGIO DEI TRANSITORI	15
METODI DI ANALISI IN CONTINUO DI EMISSIONI AERIFORMI CONVOGLIATE	16
METODI DI ANALISI DI RIFERIMENTO (MANUALI E STRUMENTALI) DI EMISSIONI CONVOGLIATE DI AERIFORMI	17
CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI PRELEVATI DA FLUSSI GASSOSI CONVOGLIATI	19
5. EMISSIONI IN ACQUA	20
PIEZOMETRI	23
METODI DI MISURA DELLE ACQUE DI SCARICO	23
METODI ANALISI DI LABORATORIO ACQUE SOTTERRANEE DEI PIEZOMETRI	25
CRITERI DI EQUIVALENZA DEI METODI PER LE ANALISI IN ACQUA	26
MISURE DI LABORATORIO	27
6. RUMORE	28
7. RIFIUTI	29
MATERIALI CONTENENTI AMIANTO	29
APPARECCHIATURE CONTENENTI OLI ISOLANTI PCB	29
8. ATTIVITÀ DI QA/QC	30
SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO (SME)	30
STRUMENTAZIONE DI PROCESSO UTILIZZATA A FINI DI VERIFICA DI CONFORMITÀ	30
ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO	31
CONTROLLO DI IMPIANTI ED APPARECCHIATURE	32

9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	33
DEFINIZIONI	33
FORMULE DI CALCOLO	34
VALIDAZIONE DEI DATI	34
INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO	35
EVENTUALI NON CONFORMITÀ	35
OBBLIGO DI COMUNICAZIONE ACCENSIONE.....	35
OBBLIGO DI COMUNICAZIONE ANNUALE	35
GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI	38
10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	39
11. ATTIVITÀ A CARICO DEGLI ENTI DI CONTROLLO (ISPRA ARPA) (PREVISIONE)	40



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.

Entro 3 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve avviare il PMC. Ove necessario, per gli impianti esistenti, il Gestore nei 3 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'Ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

1 FINALITÀ DEL PIANO

In attuazione dell'art. 7 (condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale), comma 6 (requisiti di controllo) del D.lgs. n.59 del 18 febbraio 2005, il PMC che segue ha la finalità principale della verifica di conformità dell'esercizio dell'impianto alle condizioni prescritte nell'AIA rilasciata per l'attività IPPC (e non IPPC) dell'impianto in oggetto ed è, pertanto, parte integrante dell'AIA suddetta.

2 PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

2.1 Obbligo di esecuzione del piano

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

2.2 Divieto di miscelazione

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

2.3 Funzionamento dei sistemi

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

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

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

2.4 Esercizio dell'impianto

1. Il gestore dovrà dotarsi di una struttura organizzativa, adeguatamente regolata, composta del personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi dell'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla

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.

gestione dell'impianto. Ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio che per le condizioni eccezionali.

2. Il Gestore, anche in relazione a quanto sopra, dovrà predisporre ed adottare un "Registro di Esercizio" in cui personale assegnato alla struttura preposta alla conduzione dell'impianto dovrà annotare, descrivendole anche in sintesi, le operazioni più significative in termini di possibili conseguenze ambientali, effettuate sull'impianto ed i dati rilevati nel corso della relativa esecuzione, nonché ogni altro avvenimento di interesse per l'ambiente correlato alla conduzione dell'impianto. Detto Registro potrà essere in forma cartacea o, in alternativa, su supporto informatico ma a condizione che sia resa impossibile ogni alterazione di quanto registrato. Tale documento, inoltre, dovrà essere reso disponibile ad ogni controllo da parte degli Enti preposti.

3. Il Gestore dovrà altresì predisporre ed adottare un Registro degli Adempimenti di Legge concernenti gli aspetti ambientali e quindi, in particolare, quelli derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovrà trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti, gli esiti delle prove e/o delle verifiche per la relativa ottemperanza. La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza trimestrale, dovrà essere inoltrato all'Ente di Controllo. Per il format del suddetto registro e per ulteriori informazioni, contattare l'ISPRA che lo invierà anche in formato elettronico.

3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime e combustibili

Il controllo dei consumi di materie prime e combustibili deve essere eseguito come indicato dalla seguente Tabella 1.

Tabella 1- Consumi di materie prime e combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas naturale	Gruppi turbogas 1-2-3-4 e caldaie preriscaldamento gas	Contatore	Sm ³	Giornaliera (in caso di funzionamento)	Registrazione su file
Gasolio	4 Diesel di lancio dei gruppi, 2 diesel delle motopompe antincendio, 2 diesel dei gruppi elettrogeni di emergenza	Rilevazione attraverso bilancio giacenze e forniture	t	Mensile	Registrazione su file

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Oli lubrificanti e dielettrici	Ciclo produttivo	Accettazione materiali (visiva) e bolle di accompagnamento	kg	Semestrale	Registrazione su file
Altre materie prime	Varie	Accettazione materiali (visiva) e bolle di accompagnamento	kg	Semestrale	Registrazione su file

Consumi idrici

Il controllo dei prelievi idrici deve essere eseguito secondo quanto indicato in Tabella 2.

Tabella 2 – Monitoraggio consumi idrici

Tipologia	Metodo misura	Fase di utilizzo	UM	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Da pozzo	Contatore	Antincendio, irrigazione aree verdi	m ³	Semestrale	Registrazione su file
Da acquedotto	Contatore	Igienico sanitario	m ³	Semestrale	Registrazione su file

Consumi elettrici

Relativamente ai consumi energetici, il monitoraggio deve essere eseguito secondo quanto indicato in Tabella 3.

Tabella 3 – Monitoraggio dei consumi di Energia elettrica

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Autoconsumo	Contatore	MWh	Giornaliera in caso di funzionamento	Registrazione su file
Energia derivata da rete esterna	Contatore	MWh	Giornaliera in caso di funzionamento	Registrazione su file

Produzione di Energia elettrica

La produzione di Energia elettrica deve essere monitorata secondo quanto indicato in Tabella 4

Tabella 4 – Monitoraggio produzione di Energia elettrica

Tipologia	Metodo misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
-----------	---------------	----	-------------------------	---

Energia prodotta	Contatore	MWh	Giornaliera in caso di funzionamento	Registrazione su file
Energia immessa in rete	Contatore	MWh	Giornaliera in caso di funzionamento	Registrazione su file

Caratteristiche dei combustibili principali

Per il Gas naturale utilizzato deve essere prodotta, con frequenza mensile, una scheda tecnica fornita dal fornitore rete SNAM o prodotta dal Gestore tramite campionamento ed analisi di laboratorio.

Per il gasolio utilizzato deve essere prodotta, con frequenza annuale, una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio), avente le determinazioni indicate nel D.Lgs.152/2005, Parte V, Allegato X.

Gestione dei serbatoi di gasolio e delle linee di distribuzione dei combustibili

In passato erano attivi altri n. 4 serbatoi fuori terra e n. 1 serbatoio interrato ora dismessi e bonificati. Nell'impianto è attualmente presente anche un serbatoio interrato in acciaio con capacità di 50 m³, adibito allo stoccaggio di gasolio. Tutti i suddetti serbatoi devono essere mantenuti vuoti e non devono essere utilizzati.

Il rifornimento di gasolio avviene tramite scarico diretto da autobotti nei serbatoi di servizio: ai diesel di avviamento dei turbogas (capacità di circa 820 l ciascuno), ai gruppi elettrogeni di emergenza (capacità complessiva di 400 l), alle motopompe del sistema antincendio (capacità complessiva di 500 l).

Le prescrizioni di monitoraggio sono riportate in Tabella 5.

Tabella 5 – Gestione serbatoi ed approvvigionamento e distribuzione combustibili

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Modalità di registrazione dei controlli
Pratica operativa	Verifica dello stato dei serbatoi di gasolio	Ispezione	Annuale	Compilazione Registro Ispezioni e Manutenzioni (con annotazione delle relative date di esecuzione e descrizione del lavoro svolto)
Pratica operativa	Verifica dello stato delle tubazioni di Gas naturale	Ispezione	Semestrale	Compilazione Registro Ispezioni e Manutenzioni (con annotazione delle relative date di esecuzione e descrizione del lavoro svolto)
Pratica operativa	Verifica e manutenzione delle operazioni di scarico dalle autobotti	Ispezione	Ad ogni rifornimento	Compilazione Registro Ispezioni e Manutenzioni (con annotazione delle relative date di esecuzione e descrizione del lavoro svolto)

4. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Emissioni convogliate in aria

L'identificazione dei punti di emissione convogliata in atmosfera è riportata nelle seguenti tabelle.

Tabella 6 – Identificazione camini Turbogas

Punto di emissione	Descrizione	Potenza elettrica nominale (MWe)	Capacità di produzione (MWt)	Latitudine	Longitudine	Altezza (m)	Area sezione uscita (m ²)
1	Camino Gruppo 1	26	520	N 43° 35' 05"	EO 13° 20' 63"	18	18,1
2	Camino Gruppo 2	26		N 43° 35' 06"	EO 13° 20' 66"	18	18,1
3	Camino Gruppo 3	26		N 43° 35' 04"	EO 13° 20' 66"	18	18,1
4	Camino Gruppo 4	26		N 43° 35' 05"	EO 13° 20' 68"	18	18,1

Su ognuno dei punti di emissione sopra riportati 1,2,3,4 devono essere realizzate due prese del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia adatta ad effettuare le misurazioni discontinue. Tali prese devono stare a un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio.

Su tali camini devono essere realizzate idonee strutture per consentire l'accesso in sicurezza ai punti di misura e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc.

Tabella 7 – Identificazione emissioni Diesel di lancio

Punto di emissione	Descrizione	Potenza termica di combustione (MW _{term})	Latitudine	Longitudine	Altezza (m)	Area sezione uscita (m ²)
Fonte n°5 Diesel di lancio CP1	Scarico diesel di lancio Gruppo 1 (gasolio)	1,17	N 43° 35' 05"	EO 13° 20' 63"	5,18	0,038
Fonte n°5 Diesel di lancio CP2	Scarico diesel di lancio Gruppo 2 (gasolio)	1,17	N 43° 35' 07"	EO 13° 20' 65"	5,18	0,038
Fonte n°5 Diesel di lancio CP3	Scarico diesel di lancio Gruppo 3 (gasolio)	1,17	N 43° 35' 04"	EO 13° 20' 66"	5,18	0,038
Fonte n°5 Diesel di lancio CP4	Scarico diesel di lancio Gruppo 4 (gasolio)	1,17	N 43° 35' 06"	EO 13° 20' 66"	5,18	0,038

Tabella 8 – Identificazione camini caldaie di riscaldamento metano

Punto di emissione	Descrizione	Potenza termica di combustione (MW _{term})	Latitudine	Longitudine	Altezza (m)	Area sezione uscita (m ²)
Fonte n°2 Caldaia n°1 per H2O calda	Camino caldaia riscaldamento metano n.1	Circa 2 MW complessivi	N 43° 34' 97"	EO 13° 20' 71"	7	0,18
Fonte n°2 Caldaia n°2 per H2O calda	Camino caldaia riscaldamento metano n.2		N 43° 34' 97"	EO 13° 20' 71"	7	0,18

Gli autocontrolli devono essere effettuati come indicato nelle tabelle seguenti.

Tabella 9 – Monitoraggio delle emissioni dai camini Turbogas (punti 1,2,3,4) nella fase di pre-adequamento

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/registrazione dati
Tempo di funzionamento normale	Durata di funzionamento (h/a) come da Autorizzazione	Misura delle ore di funzionamento di ciascun gruppo in condizioni di funzionamento normale	Ad evento	Registrazione su file
Temperatura	Parametro	Misura	trimestralmente se in funzione	Registrazione su file
Portata	Parametro	Misura/ calcolo stechiometrico	trimestralmente se in funzione	Registrazione su file
Tenore di Ossigeno	Parametro	Misura	trimestralmente se in funzione	Registrazione su file
Vapore d'acqua	Parametro	Misura	trimestralmente se in funzione	Registrazione su file
Pressione	Parametro	Misura	trimestralmente se in funzione	Registrazione su file
CO	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	trimestralmente se in funzione per almeno 1 ora	Registrazione su file
NO _x	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	trimestralmente se in funzione per almeno 1 ora	Registrazione su file
SO ₂	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	Annuale	Registrazione su file
Polveri	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura conoscitiva	Annuale	Registrazione su file

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Sostanze organiche volatili espresse come Carbonio Totale	Parametro conoscitivo	Misura conoscitiva	Annuale	Registrazione su file
Aldeide formica	Parametro conoscitivo	Misura conoscitiva	Annuale	Registrazione su file

⁽¹⁾ Le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se, nel corso di una misurazione, la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione.

**Tabella 10 - Monitoraggio delle emissioni dai camini Turbogas (punti 1,2,3,4) nella fase di post-
adeguamento**

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza (funzionamento < 500 ore/anno)	Frequenza post- adeguamento (funzionamento > 500 ore/anno)	Monitoraggio/ registrazione dati
Tempo di funzionamento normale	Durata di funzionamento (h/a) come da Autorizzazione	Misura delle ore di funzionamento di ciascun gruppo in condizioni di funzionamento normale	Ad evento	Ad evento	Registrazione su file
Temperatura	Parametro conoscitivo	Misura	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
Portata	Parametro conoscitivo	Misura	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
Tenore di Ossigeno	Parametro conoscitivo	Misura	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
Vapore d'acqua	Parametro conoscitivo	Misura	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
Pressione	Parametro conoscitivo	Misura	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
CO	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file
NO _x	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	Mensile se in funzione per almeno 1 ora	Continuo	Registrazione su file

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza (funzionamento < 500 ore/anno)	Frequenza post-adequamento (funzionamento > 500 ore/anno)	Monitoraggio/registrazione dati
SO ₂	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	Annuale	Discontinua	Registrazione su file
Polveri	Concentrazione limite da Autorizzazione	Misura e verifica di conformità al valore limite ⁽¹⁾	Annuale	Discontinua	Registrazione su file
Sostanze organiche volatili espresse come Carbonio Totale	Parametro conoscitivo	Misura conoscitiva	Annuale	Discontinua	Registrazione su file
Aldeide formica	Parametro conoscitivo	Misura conoscitiva	Annuale	Discontinua	Registrazione su file

⁽¹⁾ In caso di misura discontinua, le emissioni convogliate si considereranno conformi ai valori limite se la concentrazione, calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita ad un'ora di funzionamento dell'impianto nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione. In caso di misura continua, il limite imposto va inteso come media giornaliera.

Le analisi dei parametri conoscitivi potranno essere omessi/modificati in accordo agli Enti di controllo (ISPRA e ARPA dopo il primo anno di esercizio).

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati dei camini dei turbogas devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa e devono essere normalizzati al tenore di Ossigeno di riferimento pari al 15%.

Nel periodo di post-adequamento con funzionamento dei turbogas superiore alle 500 ore/anno, il monitoraggio delle emissioni ai camini dei 4 turbogas deve essere effettuato in continuo per gli inquinanti CO ed NO_x e valgono le prescrizioni di monitoraggio di seguito riportate.

Il Gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazioni paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari. Nel caso in cui a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo, manchino misure di uno o più inquinanti, si prescrive:

- per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente 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 ossidi di azoto, e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue;

- 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 dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'Ente di Controllo.

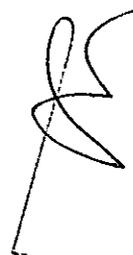
Il monitoraggio di altre sorgenti secondarie di emissioni in atmosfera deve essere eseguito come indicato in Tabella 11.

Tabella 11 – Monitoraggio emissioni da altre sorgenti

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Durata di funzionamento dei diesel di lancio	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Ad evento	Registrazione su file
Utilizzo di gasolio di ciascun diesel di lancio	Parametro conoscitivo	Misura del flusso	Ad evento	Registrazione su file
Durata di funzionamento caldaie preriscaldamento gas naturale	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Ad evento	Registrazione su file
Utilizzo di gas naturale di ciascuna caldaia preriscaldamento gas naturale	Parametro conoscitivo	Misura del flusso	Ad evento	Registrazione su file
Numero di Accensioni di ciascuno dei 2 Diesel dei gruppi elettrogeni di emergenza	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Ad evento	Registrazione su file
Numero di accensioni di ciascuno dei 2 Diesel delle motopompe antincendio	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Ad evento	Registrazione su file
Registrazione delle emissioni di SO ₂ , NO _x , CO e polveri	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Misura/stima annuale	Registrazione su file

Emissioni non convogliate in atmosfera

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
Pratica operativa	Verifica sfiati	Ispezione	Semestrale	Compilazione Registro Ispezioni e Manutenzioni (con annotazione delle relative date di esecuzione e descrizione del lavoro svolto)
Pratica operativa	Verifica perdite e riparazioni	Ispezione	Semestrale	Compilazione Registro Ispezioni e Manutenzioni (con annotazione delle relative date di esecuzione e descrizione del lavoro svolto)



Monitoraggio dei transitori

Al fine di monitorare i numeri complessivi annui ed i relativi tempi di avviamento/spegnimento, il Gestore deve compilare la Tabella 12 per ciascun Gruppo Turbogas.

Tabella 12 – Monitoraggio dei transitori (periodo pre-adequamento)⁽¹⁾

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero di avviamenti/ spegnimenti	Parametro conoscitivo	Rilevazione	Registrazione su file
Tempi di avviamento/ spegnimento	Parametro conoscitivo	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale e del tempo impiegato nella fase di spegnimento	Registrazione su file
Portata fumi (Nmc/h)	Parametro conoscitivo	Misura o stima durante le fasi di avviamento/spegnimento	Registrazione su file
Emissioni NO _x (t/m)	Parametro conoscitivo	Misura o stima delle emissioni massiche di NO _x durante le fasi di avviamento/spegnimento	Registrazione su file
Concentrazione di NO _x (mg/Nmc)	Parametro conoscitivo	Misura annuale, durante le fasi di avviamento/spegnimento, finalizzata alla caratterizzazione delle portate massiche	Registrazione su file
Emissioni CO (t/m)	Parametro conoscitivo	Misura o stima delle emissioni massiche di CO durante le fasi di avviamento/spegnimento	Registrazione su file
Concentrazione di CO (mg/Nmc)	Parametro conoscitivo	Misura annuale, durante le fasi di avviamento/spegnimento, finalizzata alla caratterizzazione delle portate massiche	Registrazione su file

⁽¹⁾ Il periodo pre-adequamento è pari a 3 anni, conteggiati a partire dal rilascio dell'AIA.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti devono essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione devono essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso; inoltre, la strumentazione di misura deve avere una scala di rilevazione adeguata.

Nel periodo post-adequamento (dopo 3 anni dal rilascio dell'AIA), il Gestore dovrà predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, nel quale indicare i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti in aria, 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.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

La seguente Tabella 13 elenca, ove disponibili e a puro titolo esemplificativo, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

Tabella 13 Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
1,2,3,4	Pressione	Definito in termini di prestazioni, vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni, vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
	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.
	NOx	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

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.

E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi di riferimento indicati nel successivo paragrafo "Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi", secondo quanto specificato nella norma UNI EN 14181 nel procedimento QAL2 (ovvero confrontati con i metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni convogliate di aeriformi riportati più avanti).

Per quanto riguarda temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, le misure debbono essere realizzate con una strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella seguente Tabella 14.

Tabella 14 Caratteristiche minime 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 %	

Tabella 15 costituiscono i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue nonché i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui, ove prescritti, devono essere verificati. Inoltre, in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo, ove prescritto, i suddetti metodi devono essere utilizzati per l'esecuzione delle analisi sostitutive.

Il Gestore può proporre ad ISPRA ulteriori metodi equivalenti, purché siano stati sottoposti a verifica di equivalenza con i metodi di riferimento ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. In particolare, si considera attendibile qualsiasi misura ottenuta con metodi non di riferimento o non espressamente qui indicati purché rispondente alla Norma CEN/TS 14793:2005 – Procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento. La suddetta relazione di equivalenza deve essere presentata anche qualora il Gestore si avvalga di laboratori accreditati secondo la norma ISO 17025.

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a Laboratori certificati.

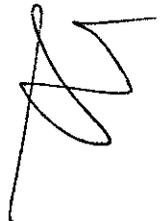


Tabella 15 – Metodi di analisi discontinue

Inquinante/ Parametro fisico	Metodo
Velocità e portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot	Norma UNI EN 10169:2001. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni 4 mesi.
Polveri o Materiale Particellare a bassa concentrazione (<50 mg/Nm ³)	Norma UNI EN 13284-1:2003
Ossidi di Zolfo ed Ossidi di Azoto espressi rispettivamente come SO ₂ e come NO ₂	Allegato 3 al DM 25 agosto 2000; suppl.G.U.23/09/00 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del DPR 24/05/86, n°203". Norma UNI EN 14791:2006 per SO ₂ . Norma UNI EN 14792:2006 per NO _x .
COV	Norma UNI EN 12619:2002 per l'analisi dei COV (concentrazione <20 mg/Nm ³) espressi come COT. Norma UNI EN 13526 per l'analisi dei COV (concentrazione ≥20 mg/Nm ³) espressi come COT
Monossido di Carbonio, CO	Norma UNI EN 15058:2006
Ossigeno, O ₂	Norma UNI EN 14789:2006
Vapore d'acqua	Norma UNI EN 14790:2006
Formaldeide	ARB Method 430 (EPA CALIFORNIA), SW-846 Method 0011 e EPA Method 323

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati

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.

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

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato 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 il nominativo 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 indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

Tutti i documenti attinenti la generazione dei dati di monitoraggio delle emissioni in aria devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.

5. EMISSIONI IN ACQUA

Gli scarichi idrici finali di interesse per la Centrale, come indicato in Tabella 16, sono:

- scarico SF1, nel Fosso provinciale senza nome affluente del Fiume Esino;
- scarico SF2, in Fognatura comunale.

Lo scarico SF1 è di tipo saltuario, senza misurazione di portata e raccoglie le seguenti diverse tipologie di reflui:

- acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali e da precipitazione su aree scoperte, raccolte in fognatura oleosa ed inviate al disoleatore. I reflui sono inviati, tramite due pompe, in due canali trappola poi, tramite comandi manuali, allo scarico finale.
- acque meteoriche non inquinate da oli o da altre sostanze (pluviali, piazzali d'impianto e dal parcheggio). I reflui sono inviati direttamente nella fognatura a valle del disoleatore.

Tabella 16 – Identificazione scarichi idrici finali

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricettore	Latitudine	Longitudine
SF1	Acque meteoriche (inquinare e non) e di lavaggio	Fosso provinciale senza nome affluente al Fiume Esino	N 43° 35' 20"	EO 13° 20' 51"
SF2	Acque da servizi igienici trattate in vasca Imhoff	Fognatura Comunale	N 43° 35' 19"	EO 13° 20' 50"

Il controllo deve essere effettuato secondo quanto indicato in Tabella 17, nei seguenti punti:

- Pozzetto fiscale A, posto al punto di prelievo fiscale in uscita dall'impianto di trattamento di disoleazione;
- Pozzetto fiscale B, posto al punto di prelievo allo scarico SF1, prima dell'immissione nel corpo idrico recettore.

Tabella 17 - Monitoraggio scarico idrico SF1 (pozzetto A e pozzetto B)

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Flusso	Parametro conoscitivo	Misura/stima quadrimestrale in caso di funzionamento e/o eventi meteorici	Registrazione su file
pH	Valore limite da Autorizzazione	Misura quadrimestrale in caso di funzionamento e/o eventi meteorici con campionamento manuale	Istantaneo

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Temperatura	Limite da autorizzazione	Misura quadrimestrale in caso di funzionamento e/o eventi meteorici	Registrazione sul file
BOD5	Concentrazione limite da Autorizzazione	Verifica quadrimestrale in caso di funzionamento e/o eventi meteorici con campionamento manuale/strumentale ed analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
COD	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio
Solidi sospesi totali	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Idrocarburi totali	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto ammoniacale (espressa come NH4)	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitroso (espresso come N)	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Azoto nitrico (espresso come N)	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Solfati	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Fosforo totale	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo totale	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Cromo VI	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Ferro	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Zinco	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Cloruri	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore

Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Fluoruri	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Tensioattivi totali	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore
Fenoli	Concentrazione limite da Autorizzazione	“	Campione medio ponderale su 3 ore

Data la discontinuità dello scarico, le frequenze di controllo sono da intendersi in concomitanza con il funzionamento dello scarico ed ovvero quadrimestrale se lo scarico viene attivato almeno una volta nel quadrimestre; se lo scarico non viene attivato nel corso del quadrimestre si rimanda il controllo al quadrimestre successivo. Per quel che riguarda il tipo di campione, se la durata di tale scarico è inferiore alle 3 ore si può optare per un campionamento ridotto nel tempo in funzione della durata dello scarico stesso; devono essere comunque registrate la modalità di campionamento e le motivazioni connesse con scelte differenti da quanto indicato nella tabella precedente.

Inoltre deve essere effettuato il controllo al pozzetto fiscale in corrispondenza dello scarico finale SF2 in fognatura comunale.

I monitoraggi prescritti sono quelli previsti dal regolamento emanato dal Gestore del servizio idrico integrato ed approvato dall'Autorità d'ambito competente, di cui il Gestore è tenuto al rispetto ai sensi dell'art. 107 comma 2 del D.Lgs. 152/06.

Tali monitoraggi devono essere resi disponibili all'Autorità di Controllo, qualora richiesti.

Il Gestore deve inoltre effettuare e registrare le operazioni di manutenzione della Fossa Imhoff (spurgo), almeno una volta l'anno.

In particolare deve registrare su apposito registro (che contenga le informazioni della Tabella 18) la data di effettuazione dello spurgo, i quantitativi di fanghi e/o melme asportati, la ditta esecutrice, l'impianto di destinazione finale, l'eventuale giustificazione di mancato spurgo. Il Gestore, unitamente al registro, deve conservare la documentazione giustificativa eventualmente rilasciata dalla ditta esecutrice.

Tabella 18 – Manutenzione della Fossa Imhoff

Data effettuazione dello spurgo	Ditta Esecutrice	Quantitativi di fanghi e/o melme asportati	Impianto di destinazione finale	Giustificazione per mancato spurgo

Il Gestore deve mantenere accessibili ed ispezionabili da parte degli Enti di controllo tutti i pozzetti di ispezione. Le relative operazioni di manutenzione devono essere registrate su apposito registro.

Il Gestore deve effettuare la manutenzione dell'impianto di trattamento acque reflue e le relative operazioni devono essere registrate su apposito registro.

Tutta la documentazione relativa alle manutenzioni deve essere esibita agli Organi di Controllo in qualsiasi momento ne venga fatta richiesta dagli stessi.

Piezometri

Il Gestore deve individuare l'ubicazione di almeno 2 (due) punti rappresentativi a monte e a valle dell'area del sito in direzione del flusso di falda, nei quali effettuare mediante piezometri la caratterizzazione delle acque sotterranee, secondo le modalità indicate in Tabella 19. Il Gestore, prima dell'avvio delle misure, deve presentare all'Ente di Controllo una relazione tecnica che motivi la scelta dei punti individuati in termini di rappresentatività, al fine di caratterizzare la qualità della falda a monte e a valle del sito di centrale, rispetto al flusso prevalente della falda medesima.

Tabella 19 - Monitoraggio acque sotterranee

Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH	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 avvenire in condizioni statiche, utilizzando bailer, pompe manuali o pompe peristaltiche a bassi regimi di portata (max 1 lt/min) e dopo spurgo di un volume di 5 volte il volume del pozzo. Il campionamento deve essere effettuato ad una profondità di almeno 1 metro dal livello della falda.
Temperatura		
Metalli (As, Cd, Cr tot., Cr VI, Ni, Pb, Cu, Fe, Zn, V, Hg)		
Idrocarburi totali		

Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente Tabella 20 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti.

Il Gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza secondo i criteri specificati nel presente PMC ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Tabella 20 - Metodi misura acque di scarico

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT-IRSA 2100	-
Flusso	ASTM D 5389-93 (2002) – Standard test method for open-channel flow	-

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
	measurement by acoustic velocity meter system, ISO 6416 – Liquid flow measurement in open channel measurement of discharge by the ultrasonic (acoustic) method.	
BOD5	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT – IRSA 5120 A	Determinazione dell'Ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 B2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT-IRSA 3150 B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC–Cromo (VI)
Ferro	EPA Method 236.2; Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Determinazione in cromatografia ionica dei cloruri ed altri anioni
Fluoruri	EPA Method 340.1 o 340.2	Colorimetrico per reazione con SPDNS e distillazione o con elettrodo ione selettivo a seconda delle condizioni
Azoto ammoniacale (espresso come Azoto)	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH3, Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Nitrati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Nitriti	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.
Solfati	APAT-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei solfati ed altri anioni

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
Tensioattivi	Tensioattivi non ionici Metodo UNI 1511/1; Tensioattivi anionici Metodo APAT-IRSA 5170 e 5180	Calcolo da tensioattivi anionici + tensioattivi non ionici
Fenoli	APAT-IRSA 5070 A2; US EPA Method 420.1.	Distillazione e spettrofotometria

Metodi analisi di laboratorio acque sotterranee dei piezometri

Nella Tabella 21 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il Gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza secondo i criteri specificati nel presente PMC ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa.

Tabella 21 - Metodi analisi di acque sotterranee

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060 -	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo APAT -IRSA 2100	-
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As(+3) con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT -IRSA 3220 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT -IRSA 3150 B1	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Cromo VI	Metodo APAT -IRSA 3150 B2	Metodo per spettrometria di assorbimento atomico con atomizzazione elettrotermica, previa estrazione del complesso APDC-Cromo (VI)

Inquinante	Metodo	Principio del Metodo
Ferro	EPA Method 236.2; Metodo APAT -IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT -IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato-permanganato. Il mercurio è ridotto a mercurio metallico con cloruro stannoso.
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT -IRSA 5160 B2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

Criteri di equivalenza dei metodi per le analisi in acqua

Per metodo equivalente è da intendersi un metodo che soddisfi ai criteri di ordine generale di seguito riportati.

Devono essere noti, in tutto o in parte:

- la specificità del metodo;
- il valore del limite di rilevabilità;
- l'incertezza;
- il valore del limite di quantificazione del procedimento per l'analita e la matrice oggetto dell'analisi.

Queste informazioni possono essere ottenute sulla base di dati sperimentali e per via teorica.

Per garantire la qualità e la comparabilità dei risultati analitici ottenuti dai laboratori incaricati, i metodi di analisi impiegati ai fini del programma di monitoraggio degli scarichi devono rispettare alcuni criteri minimi di efficienza, per essere convalidati come equivalenti, tra cui norme relative all'incertezza delle misure e al limite di quantificazione dei metodi.

I criteri minimi di efficienza per i metodi di analisi equivalenti devono essere basati su un'incertezza di misura ($k=2$ detto "fattore di copertura") pari all'incertezza di misura del metodo di riferimento stimata al 100% e al 10% del limite di emissione, o su un limite di quantificazione pari o inferiore al 50% del limite di quantificazione del metodo di riferimento, in quest'ultimo caso indipendentemente dal limite di emissione.

Le operazioni tecniche volte a garantire la qualità e la comparabilità dei risultati analitici devono essere conformi alle pratiche dei sistemi di gestione della qualità riconosciuti a livello internazionale.

Il laboratorio del Gestore, o i terzi che ottengono appalti dal Gestore, devono altresì dimostrare di essere competenti a svolgere analisi dei misurandi sia con i metodi di riferimento sia con metodi equivalenti.

Anche nel caso di utilizzo di laboratori esterni accreditati secondo la norma UNI EN ISO 17025, è necessario effettuare la verifica di equivalenza per quei metodi di prova pertinenti gli inquinanti analizzati, ma diversi da quelli indicati nel Piano di Monitoraggio e Controllo e la relazione di equivalenza dovrà essere preventivamente presentata all'Ente di Controllo per approvazione.

Misure di laboratorio

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

Deve essere compilato un registro informatizzato 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 il nominativo del tecnico che ha effettuato il campionamento.

All'atto del trasferimento in laboratorio di analisi, il tecnico preposto compila il registro di laboratorio, annotando il codice identificativo del campione, la data e l'ora di arrivo al laboratorio stesso ed appone la propria firma per accettazione del campione.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, per assicurare la traccia dei dati per ogni azione eseguita sui campioni.



6. RUMORE

Il Gestore dovrà dare seguito a quanto prescritto nel Parere Istruttorio, per la valutazione degli impatti acustici della centrale, da effettuarsi in accordo anche con gli Enti di Controllo (ISPRA e ARPA).

Successivamente ogni due anni il Gestore deve effettuare le misure durante il periodo di funzionamento della CTE.

Le misure devono essere fatte nel corso di una giornata tipo, con tutte le sorgenti sonore normalmente in funzione e ad una potenza minima erogata in rete dell'80%.

Per ogni campagna di monitoraggio deve essere prodotta una relazione di impatto acustico che riporti le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di LN99, i valori di Leq orari, la descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici deve essere effettuata, nel rispetto del DM 16/3/1998, da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte. E' cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura selezionati al confine della proprietà per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare agli Enti di Controllo (ISPRA e ARPA) i punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica e le modalità tecniche di misura.

I dettagli delle campagne di misura devono essere riportati in un rapporto redatto secondo le indicazioni del DM 16/03/1998, All. D.

In caso di non rispetto dei limiti, il Gestore deve progettare e realizzare adeguate opere di mitigazione. A valle delle eventuali opere suddette deve essere ripetuta una campagna realizzata con le stesse modalità e negli stessi punti di quella precedente la realizzazione delle opere di mitigazione, al fine di verificare l'efficacia delle opere stesse.



7. RIFIUTI

Il Gestore deve 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 gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/ o altri sistemi di rintracciabilità (comprensivo anche degli oli usati e dei rifiuti speciali non pericolosi prodotti), il formulario di identificazione rifiuti FIR ed il rientro della 4° copia firmata dal destinatario per accettazione, ovvero con le procedure previste dalla normativa successivamente vigente.

Il Gestore si avvale del deposito temporaneo dei rifiuti con la seguente capacità complessiva dichiarata:

- rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento, nella capacità di 10 m³;
 - rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento, nella capacità di 20 m³
- In particolare, il Gestore, compilando la seguente Tabella 22, deve verificare con frequenza di ogni 10 giorni lo stato di giacenza dei depositi temporanei sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Qualora il Gestore intenda avvalersi del criterio temporale per il deposito temporaneo, lo stesso dovrà essere verificato con frequenza mensile in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi.

Il Gestore deve altresì eseguire il controllo delle etichettature.

Tabella 22 - Monitoraggio dei rifiuti

Codice CER	Stoccaggio (coordinate georeferenziazione)	Tipologia di deposito	Data del controllo (con frequenza mensile)	Stato delle aree pavimentate e dei depositi	Quantità presente nel deposito (m ³)	Quantità presente nel deposito (t)	Modalità di registrazione:
							Registrazione su file

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere comunque adempiute.

Materiali contenenti amianto

Il Gestore deve comunicare nel rapporto periodico annuale il censimento dei materiali contenenti amianto eventualmente presenti nel sito di impianto, il relativo stato di conservazione, le eventuali attività di ispezione effettuate e l'eventuale programma di rimozione previsto.

Apparecchiature contenenti oli isolanti PCB

Il Gestore deve dichiarare l'assenza o la presenza in impianto di apparecchiature contenenti oli isolanti PCB. Nel caso di presenza, il Gestore deve riportare il cronoprogramma di rimozione e smaltimento nel rapporto annuale trasmesso all'Autorità Competente.

Per tale attività è fatto obbligo il rispetto della specifica normativa di settore.

8. ATTIVITÀ DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere preferibilmente svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di Sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 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.

Sistema di monitoraggio in continuo (SME)

Il Sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni ai camini deve essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 - Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici.

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

- selezione degli strumenti (QAL1);
- calibrazione e validazione delle misure (QAL2);
- test di verifica annuale (AST) che non sostituisce o abroga la verifica dell'indice di accuratezza relativo (IAR) prevista dal DLgs.152/06 (cfr § 4.4 allegato VI alla parte V); qualora la valutazione dell'indice di accuratezza relativa dovesse fornire risultati non allineati con l'esito della prova AST, si dovrà ritenere valido l'esito di quest'ultima;
- verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QAL3).

Le procedure di cui sopra dovranno essere specificate e dettagliate in un manuale/report da inviare ad ISPRA entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA per verifica e approvazione.

Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta 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.

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità²

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

² A titolo esemplificativo è possibile identificare con tale termine la strumentazione utilizzata per il monitoraggio delle variabili di esercizio e dei parametri di processo (come ad esempio temperature, pressioni etc).

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

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

Analisi delle acque in laboratorio

Il laboratorio, se non certificato per le sostanze da analizzare, deve effettuare i controlli di qualità interni in merito alle sostanze determinate come di seguito indicato.

Analiti inorganici	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per il metodo	Uno per tipo di analisi ; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Metalli	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

Analiti organici	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco di trasporto	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno per tipo analisi; almeno una volta al mese
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sei campioni
Controllo con standard	Uno per tipo di analisi

Il laboratorio deve effettuare la manutenzione periodica della strumentazione e procedere alla stesura di rapporti di manutenzione e pulizia strumenti che devono essere raccolti in apposite cartelle per ognuno degli strumenti.

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

Controllo di impianti ed apparecchiature

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Eventuali malfunzionamenti che possano compromettere la performance ambientale devono essere comunicati immediatamente all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo.



9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Premessa

Lo scopo del presente paragrafo è quello di stabilire degli indicatori comuni per consentire all'Autorità Competente ed all'Ente di Controllo di effettuare confronti tra tipologie di impianti omogenei, fermo restando la normativa vigente in merito ai criteri di validazione dei dati come previsto dall'allegato VI alla parte quinta del DLgs.152/06 (Criteri per la Valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione) con i quali l'Ente di Controllo procederà alle verifiche di conformità.

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni, fermo restando tutti gli obblighi di archiviazione dei dati e di comunicazione, previsti dalla normativa vigente.

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n ($n \geq 7$) misure replicate dei bianchi, tale da essere rilevati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato) più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguali a zero nel caso di medie per misure continue.

Media giornaliera è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue.

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri in caso di misure continue.

Media annuale è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili (in caso di misure continue) o calcolato sui valori misurati nell'anno (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore .

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione del metano bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia 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 riportarè è pari al numero di cifre significative della misura con minore precisione. Gli arrotondamenti dovranno essere fatti secondo il seguente schema:

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

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

Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente:

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

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

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

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

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

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

K_{mese} = 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 è cura del Gestore precisare la modifica apportata, motivarne la causa e valutare la rappresentatività del valore ottenuto.

Validazione dei dati

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

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nei rapporti periodici inviati all'Autorità Competente.

Indisponibilità dei dati di monitoraggio³

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

Eventuali non conformità

In caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabilite nell'Autorizzazione ovvero, in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa un'informativa dettagliata all'Autorità Competente con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità.

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

Tutti i rilievi di non conformità con le relative informazioni, devono essere inseriti nel rapporto periodico trasmesso all'Autorità Competente.

Resta comunque salvo il fatto che, in caso di non conformità dell'impianto che possano comunque determinare rischi ambientali o sanitari tali da far ipotizzare la necessità di misure immediate di salvaguardia, il gestore è tenuto ad informare anche gli enti locali secondo le specifiche competenze.

Obbligo di comunicazione accensione

Il Gestore entro 24 ore deve comunicare al Comune di Camerata Picena i dati relativi alle accensioni, alle durate di funzionamento ed agli spegnimenti dell'impianto, e deve inviare agli Enti Locali e di Controllo competenti, con modalità da concordare con gli stessi Enti, un report trimestrale contenente i dati relativi al funzionamento dei quattro gruppi turbogas e alle rispettive emissioni rilevate.

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 30 Aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia

³ In occasione del rapporto annuale dovrà essere indicato il numero di ore di mancato funzionamento del sistema di monitoraggio in continuo al fine di ottemperare a quanto previsto dalla punto 5 Sezione 8 Allegato II alla Parte V del DLgs.152/06.

Ambientale), all'Ente di Controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune e all'ARPA territorialmente competenti, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono di seguito illustrati.

INFORMAZIONI GENERALI

- Nome del Gestore e della Società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento di ciascun Gruppo Turbogas e n° di ore di funzionamento complessivo dei 4 Turbogas nell'anno di riferimento.
- Numero di avvii e spegnimenti nell'anno di ciascun Gruppo Turbogas.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni Gruppo Turbogas.
- Energia generata in MW_h , su base temporale mensile, per ogni Gruppo Turbogas.

DICHIARAZIONE DI CONFORMITÀ

- 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'AIA.
- Il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, secondo le modalità stabilite nel seguito, 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, secondo le modalità stabilite nel presente Piano e nell'Autorizzazione, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

CONSUMI DI RISORSE

- Consumi specifici di Gas naturale per MWh generato su base annuale (Sm^3/MWh).
- Consumi specifici di Gasolio per MWh generato su base annuale (kg/MWh).
- Consumi specifici di Acqua per MWh generato su base annuale (m^3/MWh).
- Energia Elettrica di autoconsumo per MWh generato su base annuale (kwh/MWh).

EMISSIONI IN ATMOSFERA

Camini Gruppi Turbogas (ciascun camino)

- Tonnellate emesse per anno di tutte le sostanze regolamentate nell'AIA nonché monitorate nel presente Piano.
- Valori misurati dei parametri previsti nel PMC (in caso di misure discontinue).
- Concentrazione media giornaliera di NO_x e CO (in caso di monitoraggio in continuo).
- Concentrazione media mensile di NO_x e CO (in caso di monitoraggio in continuo).
- Concentrazione media annua di CO ed NO_x (in caso di monitoraggio in continuo).
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di SO_2 , NO_x , CO, polveri (in kg/MWh).
- Emissione specifica annuale per $1000Sm^3$ di Gas naturale bruciato di NO_x e CO (in $kg/1000Sm^3$).

- Elenco dei transitori per l'anno di riferimento, data e orari di inizio e fine, durata complessiva e per ogni evento, emissioni totali in massa di NO_x e CO (kg) in aria misurate o stimate durante ciascun transitorio.
- Risultati del piano di monitoraggio dei transitori che verrà presentato dal Gestore nel periodo di post-adeguamento.
- Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi accidentali, tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

ALTRE FONTI DI EMISSIONI IN ARIA:

Camini caldaie preriscaldamento Gas naturale (ciascun camino)

- N° di accensioni per anno.
- Durata delle accensioni per anno.
- Quantitativi di Gas naturale utilizzato.

Scarichi diesel di lancio (ciascuno scarico)

- N° di accensioni per anno.
- Durata delle accensioni per anno.
- Quantitativi di gasolio utilizzato.

Diesel gruppi elettrogeni di emergenza e motopompe antincendio (ciascun impianto)

- N° di accensioni per anno dei due diesel gruppi elettrogeni di emergenza e dei due Diesel delle motopompe antincendio.

Quantitativi annuali delle emissioni di SO₂, NO_x, CO e polveri

EMISSIONI IN ACQUA

- Valori misurati di tutti gli inquinanti previsti nel presente PMC.

RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti non pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000Sm³ di combustibile utilizzato ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio adottato per la gestione del deposito temporaneo di rifiuti.

RUMORE

- Risultati delle campagne di misure al perimetro suddivise in misure diurne e misure notturne (biennale).

COMBUSTIBILI

- Risultati dei controlli mensili sulle caratteristiche del gas naturale.
- Scheda tecnica per ogni tipologia di gasolio utilizzato nell'anno di riferimento, con annotazione delle caratteristiche chimico-fisiche determinate.

SERBATOI E DISTRIBUZIONE COMBUSTIBILI

- Numero degli interventi effettuati con relativa tipologia di lavoro sui serbatoi di gasolio.
- Numero degli interventi effettuati con relativa tipologia di lavoro svolto sulle tubazioni di gas naturale.
- Numero degli interventi effettuati con relativa tipologia di lavoro sulle operazioni scarico dalle autobotti.

ACQUE SOTTERRANEE

- Risultati delle campagne di monitoraggio delle acque sotterranee con relativa analisi.

MANUTENZIONI O MALFUNZIONAMENTI

- Riassunto degli eventi di fermata per manutenzione ordinaria/straordinaria e per eventuali malfunzionamenti con relativa valutazione della loro rilevanza dal punto di vista ambientale, quantificando, se possibile, gli effetti per ogni evento.

EVENTUALI PROBLEMI GESTIONE DEL PIANO

- Il Gestore deve indicare le problematiche incontrate nella gestione del Piano, (ad es. effettuazione dei controlli, gestione della strumentazione, modalità di acquisizione ed elaborazione dei dati, redazione rapporti e comunicazione agli Enti interessati).

Il Rapporto può essere completato con tutte le informazioni pertinenti che il Gestore ritiene utile aggiungere per rendere più chiara la valutazione dell'esercizio dell'impianto.

Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni.

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

Tutti i rapporti devono essere trasmessi su supporto informatico, con un formato 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 devono essere acquisiti anche su supporto informatico per la loro archiviazione.

Il Gestore deve predisporre in occasione della prima trasmissione del rapporto periodico annuale all'Autorità Competente 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 di impianto sia ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale.



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

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Consumi					
Materie prime ed ausiliarie	Controlli alla ricezione	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Semestrale (uso industriale)	Annuale			
	Semestrale (uso igienico)				
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Serbatoi	Annuale semestrale Ad ogni rifornimento	Annuale			
Aria					
Emissioni	Trimestrale, Annuale (pre-adeguamento) Mensile o Continuo, Semestrale, Annuale (post-adeguamento)	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Quadrimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Biennale	Biennale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Stato deposito temporaneo	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Amianto	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
PCB	Annuale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo e acque sotterranee					
Misure ai piezometri	Semestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Registro Ispezioni e Manutenzioni					
Varie tipologie	vario	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale

11. ATTIVITÀ A CARICO DEGLI ENTI DI CONTROLLO (ISPRA ARPA) (PREVISIONE)

Tipo di intervento	Frequenza	Componente o aspetto ambientale interessato
Sopralluogo in esercizio per verifica di conformità all'AIA e verifica autocontrolli	Biennale	Tutti
Valutazione report	Annuale	Tutti
Emissioni atmosfera camini 1,2,3,4	Biennale	Campionamento ed analisi
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi

