



*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 - 2010 - 0000996 del 28/12/2010

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio dell'impianto turbogas della Società ENEL PRODUZIONE S.p.A. sito nel comune di Giugliano in Campania (NA).

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";

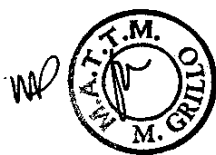
VISTA la direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, così come modificata dalle direttive 2003/35/CE e 2003/87/CE e conseguentemente ricodificata dalla direttiva 2008/01/CE;

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

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

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

VISTO il decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, recante "Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento", così come modificato dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n.



152, e successive modifiche ed integrazioni, e in particolare l'articolo 3, comma 1, l'articolo 5, comma 14, e l'articolo 9;

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

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

VISTO il decreto 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 del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze, del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, ed in particolare l'articolo 5, comma 3;

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



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

VISTO il decreto di compatibilità ambientale del Ministro dell'ambiente di concerto con il Ministro per i beni culturali ed ambientali n. 1156 del 24 giugno 1992, relativo al progetto di una centrale turbogas, da realizzarsi in comune di Giugliano in Campania (NA), presentato da ENEL S.p.A.;

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

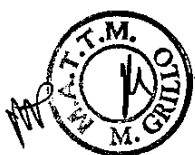
VISTA la nota prot. n. DSA-2006-32742 del 18 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la Salvaguardia Ambientale, ora Direzione per le Valutazioni Ambientali (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n.152;

VISTA la nota prot. n. 431/GEM-UB PF del 27 marzo 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 4 aprile 2007 al n. DSA-2007-9988, 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-2007-0016544 del 12 giugno 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 "La Repubblica" in data 26 giugno 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e la formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000309 del 3 aprile 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;



VISTA la nota prot. n. DSA-2008-27588 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria alla luce dell'emanazione del decreto interministeriale 24 aprile 2008;

VISTA la nota prot. n. 1040 del 6 novembre 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 18 novembre 2008 al n. DSA-2008-33284, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'art. 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001712 del 5 agosto 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;

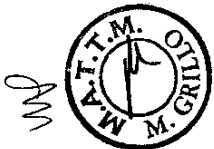
VISTA la nota exDSA-2009-30060 del 11 novembre 2009 con la quale la Direzione Generale ha richiesto al Gestore di integrare la domanda presentata, con riferimento alle richieste formulate dalla Commissione Istruttoria AIA-IPPC con nota prot CIPPC-00-2009-0002329 del 4 novembre 2009;

VISTA la richiesta di proroga del termine per la presentazione delle integrazioni di cui al punto precedente, presentata dal Gestore con nota del 2 dicembre 2009, e la proroga concessa dalla Direzione Generale con nota exDSA-2009-0034148 del 17 dicembre 2009;

VISTE le note prot. n. 0003730 del 29 gennaio 2010 e prot. n. 6550 del 18 febbraio 2010, acquisite al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 16 febbraio 2010 al n. DVA-2010-0004156 e il 3 marzo 2010 al n. DVA-2010-0006156, con le quali il Gestore ha trasmesso le integrazioni richieste;

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

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0000692 del 14 aprile 2010 con la quale la Commissione IPPC ha rappresentato l'impossibilità di definire in maniera adeguata il parere istruttorio in quanto sia la domanda di AIA che le integrazioni presentate dalla società risultano carenti di informazioni fondamentali;



VISTA la nota DVA-2010-10547 del 23 aprile 2010 con la quale la Direzione Generale ha preannunciato al Gestore l'archiviazione del procedimento di rilascio dell'AIA a causa dell'assenza di informazioni fondamentali, salvo la loro presentazione entro il termine di dieci giorni dal ricevimento della nota;

VISTA la nota prot UB PF n.40/2010 del 13 maggio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 19 maggio 2010 al n. DVA-2010-0012965 con la quale il Gestore ha fornito ulteriori integrazioni alla domanda di AIA;

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

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

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

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

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001653 del 9 agosto 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio dell'impianto turbogas della Società ENEL PRODUZIONE S.p.A. ubicata nel comune di Giugliano in Campania (NA), comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (Luglio 2006);

VISTA la nota prot. n. 72/GEM UB PF del 24 settembre 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 27 settembre 2010, al n. DVA-2010-0022763, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-0001653 del 9 agosto 2010;



VISTO il verbale conclusivo della seduta del 28 settembre 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-2010-0023100 del 30 settembre 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2010-0001958 del 5 ottobre 2010, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 28 settembre 2010;

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

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

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

PRESO ATTO che nel corso dell'istruttoria non sono pervenute indicazioni da parte delle autorità competenti in merito alle prescrizioni ai fini della sicurezza e della prevenzione dei rischi di incidenti rilevanti, a norma dell'art. 7, comma 8, del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59;

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

DECRETA

la Società ENEL PRODUZIONE S.p.A., identificata dal codice fiscale 05617841001 con sede legale in Viale Regina Margherita, 125 - 00198 Roma (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio dell'impianto turbogas ubicato nel comune di Giugliano in Campania (NA), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 5 ottobre 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-2010-0001958 comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 28 settembre 2006



ed integrata il 29 gennaio 2010, il 18 febbraio 2010 ed il 13 maggio 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

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

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni, dei limiti autorizzati e dei valori limite di emissione indicati nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto dal paragrafo 11.3.a "Emissioni convogliate" del parere istruttorio, il Gestore, entro tre anni a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre ed inviare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di dismissione tale da garantire la dismissione completa dell'impianto ed il ripristino del sito entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni) ovvero un piano di adeguamento alle Migliori Tecniche Disponibili di settore, tale da garantire il rispetto del "Limite Prescritto" di cui alle tabelle di pagg. 64, 65, 66 e 67 entro il periodo di validità dell'AIA (cinque anni);
4. Come prescritto dal paragrafo 12 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, entro tre mesi a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre e trasmettere all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di dismissione e di bonifica del sito in cui insistono le parti dell'impianto attualmente non utilizzate
5. Come prescritto dal paragrafo 12 "Dismissione e ripristino dei luoghi" del parere istruttorio, il Gestore, in relazione all'eventuale dismissione totale dell'impianto, entro tre anni a partire dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 8, comma 5, del presente decreto, dovrà predisporre e trasmettere



all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, un piano di bonifica e ripristino ambientale, al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali, comprensivo di un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica;

6. All'atto della presentazione dei documenti di cui ai commi 3, 4 e 5, il Gestore dovrà allegare apposita quietanza di versamento della prescritta tariffa di cui al decreto interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.

Art. 2

PRESCRIZIONI RELATIVE ALLA PREVENZIONE DEI PERICOLI DI INCIDENTI RILEVANTI

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

Art. 3

ALTRE PRESCRIZIONI

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



AM

CS

Art. 4
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 concorderà con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.
2. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale definisce, anche sentito il Gestore, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
3. Si prevede, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste nel parere istruttorio riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
4. Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai commi 1, 2 e 3 l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Gestore ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
5. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Gestore garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
6. Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, che il Gestore, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, informi tempestivamente il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto.
7. In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, si prescrive che il Gestore trasmetta gli esiti



dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale e alla ASL territorialmente competente.

Art. 5

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

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

Art. 6

TARIFFE

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

Art. 7

AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

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



MAN

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 fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 8

DISPOSIZIONI FINALI

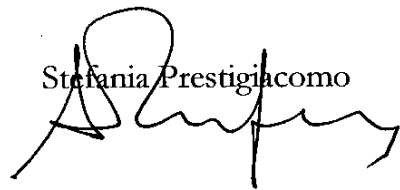
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, contestualmente alla comunicazione di cui all'art. 1, comma 1, del presente decreto, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto interministeriale 24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



6. A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile, n. 152, la violazione delle prescrizioni poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 9, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.

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

Stefania Prestigiacomo





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



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e
del Mare - Direzione Generale Valutazioni Ambientali
E.prot DVA - 2010 - 0027091 del 09/11/2010

IPPC-00-2010-00019587
del 05/10/2010

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

Pratica N.

Prof. Mittendo:

**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA
presentata da Enel Produzione S.p.A. - Impianto turbogas Giugliano in
Campania.**

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono nuovamente il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi tenutasi in data 28/09/2010; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente della Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali





**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS
ENEL PRODUZIONE S.p.A.
GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)**

GRUPPO ISTRUTTORE

Elena Tamburini – Referente

Marco Mazzoni

Antonio Voza

Stefano Castiglione

Lucia Pagnozzi (Regione Campania)

Giovanna Napolitano (Provincia di Napoli)

Vittorio Russo (Com. Giugliano in Campania)

A handwritten signature in black ink, appearing to be the initials 'AV'.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

INDICE

1. DEFINIZIONI	4
2. INTRODUZIONE	6
2.1. Atti presupposti	6
2.2. Atti normativi	7
2.3. Atti ed attività istruttorie	8
3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE	10
4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	12
4.1. Generalità	12
4.1.1. Attività tecnicamente connesse	17
4.2. Consumi, movimentazione e stoccaggio delle materie prime e dei combustibili	22
4.3. Consumi idrici	25
4.4. Aspetti energetici	26
4.5. Scarichi idrici ed emissioni in acqua	28
4.6. Emissioni in aria	33
4.6.1. Emissioni convogliate	33
4.6.2. Emissioni non convogliate	42
4.7. Rifiuti	43
4.8. Rumore e vibrazioni	46
4.9. Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee	50
4.10. Odori	50
4.11. Altre forme di inquinamento	50
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	50
5.1. Introduzione	50
5.2. Aria	53
5.3. Acque superficiali e sotterranee	55
5.4. Suolo e sottosuolo	55
5.5. Rumore e vibrazioni	56
5.6. Aree soggette a vincolo	56
5.7. Siti di Interesse Nazionale (SIN)	57
6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA	57
7. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI	57
8. RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ	59
9. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	59



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

10. CONSIDERAZIONI FINALI	60
11. PRESCRIZIONI	60
11.1 Capacità produttiva	61
11.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime	61
11.3.a. Emissioni convogliate	62
11.3.b. Emissioni non convogliate	69
11.4. Emissioni in acqua	69
11.5. Emissioni sonore e vibrazioni	72
11.6. Suolo e sottosuolo	72
11.7. Rifiuti	73
11.8 Prescrizioni tecniche e gestionali	80
11.9 Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali	80
12. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI	81
13. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI	81
14. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI	81
15. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	82
16. DURATA, RINNOVO E RIESAME	82
17. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	83



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Valutazioni Ambientali, (già Direzione Salvaguardia Ambientale).
Ente di controllo	L'Istituto per la Protezione e la Ricerca Ambientale (già Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'art. 11 del Decreto Legislativo n. 59 del 2005, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Campania.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del Decreto Legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del Decreto Legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo Decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 Agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttorie nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 Maggio 2007, n. 90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a Enel Produzione S.p.A., indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del Decreto Legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

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 suo complesso.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 4, comma 1 e del Decreto di cui all'articolo 18, comma 2, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 11, comma 3.

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

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

Valori Limite di Emissione (VLE)

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

2. INTRODUZIONE

2.1. Atti presupposti

- Visto il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 09/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. DSA-2008-0009771 del 09.04.2008, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto Turbogas della Società Enel Produzione S.p.A., sito a Giugliano (NA), al Gruppo Istruttore così costituito:
- Ing. Lorenzo Ciccarese – Referente Gruppo istruttore,
 - Ing. Giulio Martino,
 - Arch. Patrizia Colletta;
- visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 224/2008 di rinnovo della composizione della Commissione Istruttoria IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. DSA-2009-0022380 del 19.08.2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale dell'impianto Turbogas della Società Enel Produzione S.p.A., sito a Giugliano (NA), al Gruppo Istruttore così costituito:
- Avv. Elena Tamburini – Referente Gruppo Istruttore,
 - Dott. Marco Mazzoni,
 - Ing. Antonio Voza,
 - Cons. Stefano Castiglione;
- preso atto che sono stati nominati i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Dott.ssa Giovanna Napolitano - Provincia di Napoli;
 - Ing. Vittorio Russo - Comune di Giugliano in Campania;
 - Dott. Lucia Pagnozzi - Regione Campania;



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:

- Ing. Lucia Frascaroli,
- Ing. Federica Bonaiuti;

considerato che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico

2.2. Atti normativi

- Visto il Decreto Legislativo 18 Febbraio 2005, n. 59 *“Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrata dell'inquinamento”*;
- vista la Circolare Ministeriale 13 Luglio 2004 *“Circolare interpretativa in materia di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento, di cui al decreto legislativo 4 Agosto 1999, n. 372, con particolare riferimento all'allegato I”*;
- visto il Decreto Ministeriale 31 Gennaio 2005 *“Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372”*, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale N. 135 del 13 Giugno 2005;
- visto il Decreto 19 Aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 Aprile 2006;
- visto l'articolo 3 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
 - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
 - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma del Decreto Legislativo 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo Decreto Legislativo 152/2006;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

- 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.

2.3. Atti ed attività istruttorie

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 28.09.2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0025310 del 04.10.2006, da Enel Produzione S.p.A. per l'impianto Turbogas di Giugliano (NA);
- esaminata la documentazione trasmessa dal Gestore in seguito alla riunione con il Gruppo istruttore del 14.10.2009;
- esaminata la richiesta di integrazioni effettuata dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare con nota prot. DSA-2009-0030060 del 11.11.2009;
- esaminata la documentazione trasmessa dal Gestore in dicembre 2009 (acquisita con nota CIPPC-00_2009-002710 del 29.12.09) e nel mese di febbraio 2010 (acquisita con nota CIPPC-00_2010-0000514 del 18.03.2010) in seguito alla richiesta di integrazioni del 11.11.2009;
- vista la nota CIPPC-00_2010-000690 del 14.04.10 e la nota DVA-2010-0010552 del 23.04.10;
- esaminata la ulteriore documentazione trasmessa dal Gestore in Maggio 2010, acquisita con prot. n. CIPPC-00_2010-0001030 del 20.05.2010;
- vista la nota DVA-2010-0013882 del 28.05.10;
- esaminate le linee guida generali o di settore adottate a livello nazionale o comunitario per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili – Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 Giugno 2005 (Decreto Ministeriale 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 Ministeriale 31 Gennaio 2005);
 - *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants* (Luglio 2006);
- Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

- nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59 – GU SO n. 51 del 03 Marzo 2009 (Decreto Ministeriale 1 Ottobre 2008);
- 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 30/10/2009 prot. CIPPC_00-2009-0002324 del 04/11/2009;
 - Relazione Istruttoria “ri2” del 04/06/2010 prot. CIPPC_00-2010-0001142 del 07/06/2010;
 - Piano di Monitoraggio e Controllo “pmc3” del 05.07.2010 prot. CIPPC_00-2010-0001378 del 05/07/2010;
 - Piano di Monitoraggio e Controllo “pmc4” del 05/10/2010 prot. CIPPC_00-2010-0001955 del 05/10/2010.
- visti i verbali delle riunioni del Gruppo Istruttore nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- verbale del 14/10/2009 di incontro del Gruppo Istruttore con il Gestore prot. CIPPC_00-2009-0002220 del 21/10/2009;
 - verbale del 18/03/2010 di incontro del Gruppo Istruttore prot. CIPPC_00-2010-0000516 del 19/03/2010;
 - verbale del 23/06/2010 di incontro del Gruppo Istruttore prot. CIPPC_00-2010-0001300 del 24/06/2010
- 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;
- esaminato il verbale della Conferenza di Servizi del 28 settembre 2010 con prot. CIPPC-00_2010-0001930 del 01/10/2010.

EMANA

il seguente PARERE



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENEL Produzione S.p.A. Unità di Business di Pietrafitta – Impianto Turbogas Giugliano
Sede legale	Viale Regina Margherita n. 125 - 00198 Roma
Sede operativa	Circumvallazione Esterna – Località Ponte Riccio – 80014 Giugliano (NA)
Tipo di impianto	Impianto Turbogas - Impianto esistente - prima autorizzazione Capacità produttiva: 1.280 MW termici
Codice e attività IPPC	Codice IPPC: 1.1 – Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW Codice NACE: 35.11 – Produzione di energia elettrica Codice NOSE-P: 101.04 – Combustione nelle turbine a gas
Gestore	Ing. Romolo Bravetti romolo.bravetti@enel.com
Referente	Angelo Di Maria, Circumvallazione Esterna – Località Ponte Riccio – 80014 Giugliano (NA) 081 – 3747010 angelo.dimaria@enel.com
Rappresentante legale	Dott. Giovanni Mancini, viale Regina Margherita n. 125 - 00198 Roma
Impianto a rischio di incidente rilevante	Sì, soggetto a notifica, e non più a rapporto di sicurezza dal 29.08.2008
Numero di addetti	quattro
Sistema di gestione ambientale	No
Impianto con effetti transfrontalieri	No



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Misure penali o amministrative riconducibili all'impianto o parte di esso, ivi compresi i procedimenti in corso alla data della presente domanda No

Il Gestore ha dichiarato le seguenti fasi rilevanti:

1. generazione energia elettrica gruppo 1,
2. generazione energia elettrica gruppo 2,
3. generazione energia elettrica gruppo 3,
4. generazione energia elettrica gruppo 4;

e le seguenti attività tecnicamente connesse all'attività principale:

1. deposito oli minerali,
2. gruppo elettrogeno di emergenza,
3. impianto antincendio,
4. impianto trattamento acque reflue.

I primi due gruppi dell'impianto turbogas di Giugliano sono stati realizzati sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 691658 del 30.11.1979 e sono entrati in esercizio il 13.02.1987.

I successivi gruppi 3 e 4 sono stati realizzati sulla base della pronuncia di compatibilità ambientale DEC/VIA/1156 del 24.06.1992 e del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 731675 del 19.10.1992; con lettera del 15.09.1992, prot. n. 5883/VIA/A.0.13.b, il Ministero dell'Ambiente ha trasmesso alle Amministrazioni interessate il progetto presentato dall'ENEL, adeguato secondo le prescrizioni contenute nella pronuncia di compatibilità ambientale del 24.06.1992.

La pronuncia di compatibilità ambientale prevedeva la realizzazione di un gasdotto, che non è stato realizzato, per alimentare la centrale in maniera alternativa rispetto al gasolio.

I gruppi 3 e 4 sono entrati in esercizio il 31.05.1994; successivamente, a partire dal 22.06.2000, i gruppi 3 e 4 sono stati resi indisponibili all'esercizio causa avaria dei rispettivi trasformatori.

Per il tipo di funzionamento richiesto all'impianto, il periodo di produzione 1987 - 2005 è stato caratterizzato da un limitato numero di ore annue di funzionamento che, mediamente, è risultato inferiore alle 250 ore/anno. A fronte delle criticità del settore elettrico nazionale emerse nel periodo estivo del 2003, ENEL ha assunto l'impegno di rendere nuovamente disponibili alla produzione una serie di impianti turbogas in ciclo semplice, tra cui anche i gruppi 3 e 4 dell'impianto turbogas di Giugliano, al fine di contribuire al soddisfacimento del fabbisogno di energia elettrica della rete



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

nazionale in periodi di richiesta di energia particolarmente elevati o in caso di emergenza per garantire la sicurezza della rete stessa. La rimessa in servizio dell'impianto ha visto una manutenzione straordinaria per il ripristino della funzionalità di tutte le apparecchiature, con interventi atti a garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti d'impianto; non sono state apportate modifiche o nuove realizzazioni impiantistiche di rilievo. A partire dal 06.06.2004 i gruppi 3 e 4 sono nuovamente disponibili al normale esercizio.

Tutti i gruppi utilizzano esclusivamente gasolio.

Il Gestore, con le integrazioni fornite nel mese di febbraio 2010 ed acquisite con nota CIPPC 00-2010-0000514 del 18.03.2010, ha chiesto di essere autorizzato ad esercire l'impianto per non più di 500 ore/anno per gruppo.

4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

4.1. Generalità

La realizzazione degli impianti turbogas a ciclo semplice, tra i quali quello di Giugliano, è stata prevista dal piano di emergenza proposto da ENEL al CIPE nel 1975.

L'impianto risponde all'esigenza di far fronte a situazioni di carenza di energia elettrica, in particolare, nei periodi di maggior richiesta di energia (periodi di punta), di garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di *blackout*, di contribuire prontamente al ripristino delle condizioni di normale funzionalità della rete nazionale. L'impianto non è destinato alla produzione continuativa di energia elettrica.

Le caratteristiche principali della tipologia di impianto in esame sono:

- ↳ ridotti tempi di avviamento (circa 30' - 40' per il pieno carico);
- ↳ possibilità di avviamento, in caso di *blackout* totale, senza ricorrere a fonti di energia elettrica dall'esterno.

Si riportano, di seguito, i dati operativi di impianto relativi all'ultimo quinquennio:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Potenza massima disponibile, costante nel periodo : 88 MWe x u.4 Gruppi TG = 352 MWe

Potenza e dati di produzione - della Centrale turbogas di Giugliano							
Descrizione	U.M.	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (al 30/09/09)
Produzione Lorda	GWh	12.771	27.903	47.999	32.165	18.614	7.214
Funzionamento	h	198	409	736	547	324	129
Potenza Nominale Lorda	MW	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00
Potenza Media	MW	236,36	265,50	261,59	232,77	221,99	173,17
Gasolio	Ton	4.298,618	8.933,572	15.614,670	11.239,915	6.620,924	2.643,098

L'impianto produttivo si compone di quattro unità turbogas di potenza apparente pari a 109.400 kVA e potenza attiva nominale netta pari a 88.800 kW, e di due gruppi elettrogeni di emergenza di potenza attiva nominale pari a 750 kW circa, i quali assicurano un'alimentazione di riserva.

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

L'aria aspirata dall'atmosfera, dopo filtrazione, viene compressa dal compressore 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 rigidamente alla turbina e da essa messo in rotazione, provvede alla trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica; parte dell'energia meccanica fornita dalla turbina è utilizzata per azionare il compressore assiale.

L'energia elettrica prodotta dall'Impianto viene immessa nella rete 220 kV mediante trasformatore elevatore 15/240kV - 100MVA; in caso di inattività dell'impianto i servizi ausiliari e generali vengono alimentati dalla rete locale di media tensione di ENEL Distribuzione SpA mediante il trasformatore di avviamento (TAG).

I gas di combustione, al termine del ciclo, sono inviati all'atmosfera tramite camini alti circa 18 metri, uno per ogni gruppo turbogas.

Le principali caratteristiche dei gruppi di produzione sono:

- ☞ potenza nominale continua di base:
 - ai morsetti dell'alternatore 90,80 MW;
 - al netto dei servizi ausiliari di gruppo 88,08 MW.
- ☞ potenza continua di punta:
 - ai morsetti dell'alternatore 97,90 MW;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

o al netto dei servizi ausiliari di gruppo 95,00 MW.

↳ combustibile utilizzato: gasolio.

Il gruppo generatore turbogas è costituito da:

- ↳ una turbina a gas di costruzione FIAT tipo TG 50/C, anno di costruzione 1986, monoalbero a ciclo aperto, ad una fase di compressione, una di combustione, una di espansione senza rigenerazione di calore, velocità nominale 3.000 giri/minuto, composta da:
 - o un compressore aria del tipo assiale a 20 stadi, rapporto di compressione 12:1;
 - o una camera di combustione avente 18 combustori disposti tra il compressore aria e la turbina a gas e racchiusi in un unico corpo di sezione anulare;
 - o una turbina a gas propriamente detta del tipo a reazione, a 4 stadi, con rotore ed involucro raffreddati con aria proveniente dal compressore assiale e preventivamente raffreddata.
- ↳ un generatore sincrono trifase di costruzione Marelli tipo SGT 24-36-02, anno di costruzione 1980, della potenza di 109.400 kVA a $\cos \phi$ 0,85, tensione 15 kV, frequenza 50 Hz;
- ↳ un motore *diesel* per l'avviamento del turbogas 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 autosostentamento; il motore *diesel* è alimentato a gasolio contenuto in un serbatoio della capacità di 1,5 m³, mentre il tempo di funzionamento richiesto al *diesel* di lancio è di circa 10-15' ad ogni avviamento.

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 con interposto materiale insonorizzante.

Il ciclo produttivo utilizza esclusivamente gasolio, approvvigionato tramite autobotti, stoccato in due serbatoi da 15.350 m³ e alimentato ai gruppi turbogas tramite due stazioni di pompaggio; il consumo di gasolio è pari a circa 25.000 kg/h per ciascun gruppo alla potenza di 88,08 MW.

Il gasolio, oltre che per la produzione di energia elettrica, è utilizzato per alimentare i *diesel* di lancio e i sistemi di emergenza azionati da motori *diesel*, quali i gruppi elettrogeni e le motopompe antincendio.

Un sistema di comando e controllo sovrintende alle operazioni di avviamento, arresto e variazione di carico dell'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 ed arresto dei quattro gruppi turbogas 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.

All'interno dell'impianto sono realizzati inoltre i locali per officine, magazzini e servizi logistici.

E' prevista la presenza fissa di personale (quattro unità) presso l'impianto per la gestione di tutte le attività ordinarie; il personale ha il compito, tra l'altro, di effettuare gli interventi di pronto intervento, i controlli e le attività di *routine*, e di gestire gli interventi di manutenzione ordinaria e



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

quelli programmati a cadenza, eventualmente tramite ditte appaltatrici. Attualmente, il personale presente presso l'impianto è costituito da quattro unità.

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

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized, cursive script.



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

A.6 Autorizzazioni esistenti per impianto *

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Decreto	MICA	19/10/1992	---	L 1643/62 L 880/73 L 393/75 L 349/86 DPR 203/88 DPCM 377/88	Autorizzazione alla costruzione ed esercizio
DEC/VIA/1156	M.A.	24/06/1992	---	L 349/86 DPCM 377/88	Parere compatibilità ambientale
Concessione n°78	Comune	10/06/1983	---	L 1150/1942 L 785/1967 L 10/1977	Concessione per l'esecuzione di lavori edili
Decreto 15396	MICA	12/04/1991	---	RDL 1741/1933 L 61/1986	Autorizzazione ad esercire il deposito di oli minerali
Decreto	MICA	30/11/1979	---	L 1643/62 L 880/73 L 393/75	Autorizzazione alla costruzione ed esercizio
Comunicazione	Sovrintendenza archeologica	12/10/1979	---		Parere sulla costruzione della centrale
Delibera	CIPE	26/10/1978	---	L 393/75	Localizzazione centrale
Concessione	Provincia	17/03/2003	17/03/2033	RD 1775/1933 DL 152/1999	Emergimento acqua da pozzo
Autorizzazione 669	ASI	27/12/2002	27/12/2006		Autorizzazione scarico reflui
Domanda 8909572	Min. Industria, Ambiente, Sanità	26/6/1989	---	DPR 203/88	Emissioni:
Domanda di autorizzazione	di Regione Campania	30/06/1989	---	DPR 203/88	Domanda di autorizzazione alla continuazione delle emissioni



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

CPI prat. 83284	VVF	16/01/2001	16/01/2004	L 966/65 DPR 577/82 DM 16/2/82 DM 37/98	Prevenzione incendi
Richiesta di Rinnovo CPI prat. 83284	VVF	16/01/2004		L 966/65 DPR 577/82 DM 16/2/82 DM 37/98	Prevenzione incendi

4.1.1. Attività tecnicamente connesse

Il processo di produzione è integrato dai seguenti impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie, che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza:

1. deposito combustibile, rampe di scarico e travaso combustibile;
2. gruppo elettrogeno di emergenza;
3. impianto antincendio;
4. impianto trattamento acque reflue.

DEPOSITO OLI MINERALI (AC1 - ATTIVITÀ CONNESSA 1)

Il deposito per lo stoccaggio degli oli minerali è stato autorizzato con decreto Ministeriale (MICA) n. 15396 del 12.04.1991, per la capacità complessiva di seguito descritta:

- ↪ due serbatoi metallici fuori terra da 15.350 m³ ciascuno,
- ↪ un serbatoio metallico interrato da 50 m³, per gasolio a servizio dei motori *diesel* di lancio, per un totale di 30.750 m³ di gasolio, oltre ai seguenti serbatoi di servizio,
- ↪ un serbatoio da 100 m³ interrato per gasolio a servizio della stazione di scarico delle autobotti,
- ↪ una pensilina per lo scarico del combustibile,
- ↪ una stazione di pompaggio,
- ↪ due serbatoi da 1.500 m³ ciascuno destinati al contenimento di acqua antincendio,
- ↪ due serbatoi da 1,5 m³ ciascuno per gasolio motopompe antincendio,
- ↪ due [attualmente quattro, come indicato nella relazione del 03.07.2008 conclusiva dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza] serbatoi da 2 m³ ciascuno per gasolio motori *diesel* di lancio,
- ↪ un [attualmente due, come indicato nella relazione del 03.07.2008 conclusiva dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza] serbatoio da 0,5 m³ per gasolio gruppo elettrogeno di emergenza,
- ↪ un serbatoio da 60 m³ a cielo aperto per la separazione degli oli dall'acqua,



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

↳ un serbatoio da 5 m³ a cielo aperto per recupero di oli dall'impianto di trattamento delle acque.

La relazione del 03.07.2008, conclusiva dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza, cita anche quattro serbatoi da 0,1 m³ ciascuno, di riflusso del gasolio in turbina.

Il Gestore dichiara che:

↳ il decreto di autorizzazione al deposito di oli minerali è stato modificato nel 1993 con l'installazione di ulteriori serbatoi di servizio fino a 30.781,10 m³;

↳ con lettera prot. n. 1011/GEM-UB-PF del 29.10.2008 è stata comunicata al CTR-Regione Campania e al Comando dei VVF di Napoli la conclusione dei lavori per la riduzione della capacità di stoccaggio dei due serbatoi a tetto galleggiante da 15.350 m³ a 14.000 m³.

La relazione del 03.07.2008, conclusiva dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza, riporta che la quantità in deposito autorizzata è pari a 25.294 t.

Le aree principali del deposito oli sono le seguenti:

↳ **zona scarico autobotti**, costituita da una tettoia con quattro stazioni separate da muri tagliafuoco per il parcheggio delle autobotti; da queste il gasolio, tramite una manichetta di adeguate dimensioni, viene scaricato in un serbatoio interrato della capacità di circa 100 m³;

↳ **zona travaso combustibile**, costituita da una tettoia che protegge le pompe e le relative apparecchiature ausiliarie necessarie sia per il travaso del gasolio dal serbatoio da 100 m³ a quelli da 15.350 m³ sia per l'invio dello stesso ai gruppi turbogas;

↳ **zona deposito combustibile**, costituita da due serbatoi della capacità di circa 15.350 m³ per lo stoccaggio del gasolio necessario per un funzionamento continuativo della centrale; detti serbatoi sono dotati di bacini di contenimento atti a contenere l'eventuale totale fuoriuscita del gasolio in caso di sfondamento dei medesimi.

Tutte le suddette zone hanno la pavimentazione impermeabilizzata al fine di poter contenere eventuali perdite di gasolio, senza che lo stesso possa infiltrarsi nel sottosuolo. Inoltre, tutte le suddette zone sono provviste di impianto antincendio ad intervento automatico.

L'impianto di Giugliano utilizza gasolio oltre che per la produzione di energia elettrica, anche per l'alimentazione dei sistemi azionati da motori *diesel* (motori di lancio dei gruppi, sistemi di emergenza quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio).

GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA (AC2 – ATTIVITÀ CONNESSA 2)

Una delle caratteristiche dell'impianto di Giugliano è la possibilità, in caso di *blackout* totale, di avviamento senza fare ricorso a fonti di energia elettrica esterne.

In tali circostanze l'energia elettrica per alimentare le apparecchiature ed i sistemi di comando e controllo per l'avviamento delle unità di produzione è assicurata da due gruppi elettrogeni di emergenza, alimentati dai motori *diesel* di seguito descritti:

↳ motore *diesel* di costruzione MTU con potenza resa di 750 kW, collegato ad un generatore elettrico LEROY SOMER da 937 kVA;



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

↳ motore *diesel* di costruzione ISOTTA FRASCHINI con potenza resa di 750 kW, collegato ad un generatore elettrico LEROY SOMER da 937 kVA.

Il gasolio necessario al funzionamento è raccolto in apposito serbatoio di servizio della capacità di 0,50 m³.

IMPIANTO ANTINCENDIO (AC3 – ATTIVITÀ CONNESSA 3)

L'impianto è dotato di sistema generale antincendio costituito da due serbatoi di riserva da 1.500 m³ cadauno, da una autoclave, con relativa pompa di reintegro da 30 m³, da una elettropompa e due motopompe azionate da motori *diesel* per l'alimentazione della rete di idranti, distribuita su tutto l'impianto.

L'elettropompa ha portata di 80 m³/h e prevalenza di 100 m, mentre le due motopompe hanno portata di 900 m³/h e prevalenza di 100 m e sono azionate da motori *diesel* ROLLS ROYCE da 640 HP; il gasolio necessario al funzionamento delle motopompe è raccolto in due appositi serbatoi di servizio della capacità di 1,5 m³ ciascuno.

A protezione del cabinato turbogas, del motore *diesel* di lancio, dei quadri elettrici, della sala comando e del gruppo elettrogeno è installato un impianto fisso automatico alimentato con bombole di FM200, disposte all'interno e all'esterno dei cabinati, attivato da rilevatori antincendio (termocoppie continue e termostati).

I trasformatori elettrici sono protetti da un impianto automatico ad acqua frazionata, azionato da rilevatori incendio del tipo a filo termosensibile.

Inoltre, su tutto l'impianto sono opportunamente distribuiti estintori portatili a polvere e CO₂.

Le attività di manutenzione e ripristino della funzionalità di tutti i componenti dell'impianto, svolte nel 2003 e 2004, hanno riguardato anche i sistemi antincendio.

L'impianto turbogas di Giugliano è in possesso di Certificato di Prevenzione Incendi pratica n. 83284 del 16.01.2001, rilasciato dal Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Napoli, rinnovato in data 11.02.2008.

IMPIANTO TRATTAMENTO ACQUE REFLUE (AC4 – ATTIVITÀ CONNESSA 4)

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

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

Le acque di tipo a) derivano da:

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Nelle acque di apporto di tipo a) possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera, derivanti da perdite accidentali di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi. Tali acque sono raccolte tramite rete fognaria e inviate all'impianto di trattamento.

Le acque di tipo b) derivano da precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili da oli o da altre sostanze.

Le acque meteoriche non potenzialmente inquinabili di cui al punto b) e le acque reflue derivanti dall'impianto di disoleazione di cui al punto a) sono scaricate nella fognatura comunale gestita dal Consorzio ASI di Napoli attraverso una condotta di proprietà Enel; il suddetto scarico è di tipo saltuario senza misurazione di portata. Le operazioni di scarico delle acque nella fognatura comunale gestita dal Consorzio ASI di Napoli sono effettuate manualmente dal personale addetto, attraverso l'azionamento delle pompe.

Le acque di tipo c) derivano da scarichi dei servizi igienici di uffici, officina e guardiana. Tali acque vengono convogliate nella fossa settica, posizionata in prossimità dell'edificio Pesa, che all'occorrenza viene svuotata attraverso autospurgo autorizzato.

Descrizione dell'impianto di trattamento

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

Tale sistema tratta gli scarichi inquinabili da oli minerali provenienti dalle aree potenzialmente inquinabili da oli minerali, di cui al punto a) della tipologia degli apporti.

Gli oli sono costituiti principalmente da gasolio per l'alimentazione dei gruppi turbogas e da olio lubrificante di turbina, di pompe o di altre apparecchiature meccaniche.

Il contenuto in olio in tali scarichi, in assenza di eventi particolari, varia fra 0 e 25 mg/l.

L'impianto di trattamento assicura nell'effluente un quantitativo in oli e grassi (estraibili in etere di petrolio) inferiore a 5 mg/l.

Il sistema per il trattamento delle acque inquinabili da oli risulta costituito da:

- ↳ una vasca di raccolta acque inquinabili da oli della capacità di 2.000 m³, completamente interrata, corredata degli appositi sistemi per un recupero preliminare dell'olio di tipo *discoil*. Tale sistema, di tipo galleggiante, è costituito da 6 dischi di diametro 1,10 m in acciaio speciale, opportunamente trattato, che effettuano una prima separazione dell'olio sfruttando la forza di coesione olio-materiale. L'olio separato viene raccolto in una vasca oscillante ed inviato al serbatoio di separazione da 60 m³;
- ↳ due vasche di disoleazione realizzate parzialmente fuori terra, dotate di separatori a lamiera ondulate e di sfioratori di raccolta olio; le due vasche sono dimensionate per una portata massima di 50 m³/h. Il sistema di separazione è costituito da 47 lamiere sistemate parallelamente con intervallo di 2 cm ed è dotato di 11 grondaie per la raccolta del materiale separato. Il materiale costitutivo delle lamiere ondulate è fibra di vetro rinforzata;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

- ↪ due pompe di alimentazione delle vasche di disoleazione, portata massima 25 m³/h ciascuna;
- ↪ due pompe trasferimento olio dalle vasche di disoleazione, della portata massima di 2,5 m³/h ciascuna;
- ↪ un serbatoio separazione acqua-olio della capacità di 60 m³;
- ↪ un serbatoio di raccolta oli separati del volume di 5 m³.

Le acque oleose vengono convogliate per gravità ad un pozzetto posizionato sul lato esterno della vasca di raccolta acque inquinabili da oli.

Per evitare moti vorticosi durante l'accesso del flusso di acqua contenente oli nella suddetta vasca, che darebbero origine ad emulsioni difficilmente separabili, l'acqua fluisce direttamente sul fondo della vasca di raccolta, attraverso un sifone localizzato internamente alla vasca.

Pervenuto nella vasca l'influente subisce una prima separazione per gravità:

- ↪ l'eventuale olio in eccesso depositato sullo strato superiore viene adsorbito sulla superficie dai dischi del sistema *discoil*, raccolto nella vaschetta galleggiante ed inviato mediante pompa al serbatoio di separazione;
- ↪ l'acqua raccolta sullo strato inferiore viene inviata, mediante le due pompe che pescano sul fondo, alle vasche di disoleazione corredate di separatori a pacchi lamellari.

In tale sede viene effettuata un'ulteriore separazione acqua-olio più spinta della precedente, infatti le particelle oleose microscopiche aderiscono alla superficie dei pacchi lamellari e si aggregano, costituendo gocce di dimensioni via via crescenti che si separano dall'acqua per differenza di densità.

L'effluente depurato dalle vasche di disoleazione viene inviato per gravità al pozzetto finale di raccolta acqua trattata, nel quale pervengono anche le acque meteoriche non inquinate b), e da qui perviene allo scarico.

L'olio separato dai pacchi lamellari viene raccolto nel pozzetto ed inviato tramite le due pompe al serbatoio di separazione.

L'olio accumulatosi negli strati superiori viene recuperato mediante uno sfioratore a braccio snodato ed inviato a serbatoio di stoccaggio oli.

L'acqua raccolta per gravità sul fondo, contenente oli, mediante il pozzetto ritorna in testa all'impianto di trattamento, per essere depurata nuovamente.

Lo scarico delle acque reflue è saltuario senza misurazione di portata; la portata scaricata viene calcolata in base alle ore di funzionamento delle pompe di scarico.

Il personale ha il compito di effettuare, di norma, azioni che vanno dal semplice sopralluogo alla manutenzione dei macchinari, compresi eventuali lavaggi.

Le operazioni di scarico delle acque nella fognatura comunale gestita dal Consorzio ASI di Napoli sono effettuate manualmente dal personale addetto, attraverso l'azionamento delle pompe.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Il collettore fognario consortile ASI di Napoli, nel quale vengono scaricate le acque reflue dell'impianto Turbogas di Giugliano, convoglia le acque all'impianto di depurazione del medesimo Consorzio ASI di Napoli, dove vengono sottoposte a trattamento di depurazione prima di essere scaricate in corpo idrico superficiale.

4.2. Consumi, movimentazione e stoccaggio delle materie prime e dei combustibili

L'impianto utilizza un combustibile, il gasolio, per la produzione di energia elettrica; il gasolio è utilizzato anche per l'alimentazione dei sistemi ausiliari azionati da motori *diesel* (motori di lancio dei gruppi e sistemi di emergenza, quali gruppi elettrogeni e motopompe antincendio).

La relazione del 03.07.2008, conclusiva dell'istruttoria sul Rapporto di Sicurezza, riporta che la quantità in deposito autorizzata è pari a 25.294 t.

I consumi di gasolio sono strettamente collegati all'energia elettrica prodotta dall'impianto. Si riportano, di seguito i dati operativi di impianto relativi all'ultimo quinquennio:

Potenza massima disponibile, costante nel periodo : 88 MWe x n.4 Gruppi TG = 352 MWe

Potenza e dati di produzione - della Centrale turbogas di Giugliano							
Descrizione	U.M.	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (al 30/09/09)
Produzione Lorda	GWh	12.771	27.903	47.999	32.165	18.614	7.214
Fuizionamento	h	198	409	736	547	324	129
Potenza Nominale Lorda	MW	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00	352,00
Potenza Media	MW	236,36	265,50	261,59	232,77	221,99	173,17
Gasolio	Ton	4.298.618	8.933.572	15.614.670	11.239.915	6.620.924	2.643.098

Il Gestore ha dichiarato che l'impianto non utilizza altre sostanze o materiali oltre al gasolio e che a magazzino sono conservati fusti di riserva di olio lubrificante per una capacità complessiva non superiore a 2 m³. La seguente tabella, redatta sulla base delle Schede B.5.1 *Combustibili utilizzati (parte storica)* e B.5.2 *Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)*, riporta i dati relativi ai combustibili utilizzati presso l'impianto nell'anno di riferimento 2005 e la stima del consumo alla capacità produttiva:

Combustibile	Anno 2005			Capacità produttiva		
	% zolfo	Consumo	Energia (MJ)	% zolfo	Consumo ⁽¹⁾	Energia (MJ)
Gasolio	0,17	8.933,955 t	381.041.489,33	0,09	45.516,398	1.939.954.399,16

- i. Calcolato come consumo del gasolio dei gruppi turbogas (Fase 1 + Fase 2, Fase 3 + Fase 4) alla potenza nominale, riferita alla capacità produttiva per 500 ore di funzionamento annue per ogni singolo gruppo; nello stesso è considerato anche il consumo relativo alle Attività Connesse AC2 e AC3.



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

La seguente tabella, redatta sulla base delle Schede B.1.1 *Consumo di materie prime (parte storica)* e B.1.2 *Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)*, riporta i dati relativi al consumo di materie prime nell'anno di riferimento 2005 e la stima del consumo alla capacità produttiva:

Descrizione	Tipo	Consumo annuo (anno 2005)	Consumo alla capacità produttiva (1)
Oli lubrificanti	Materiale di consumo funzionale all'esercizio/manutenzione	1,746 t	2,400 t
Anidride carbonica	materiale di consumo	0,0 t	0,48 t
Freon	materiale di consumo	0,0 t	0,010 t

1. Calcolato considerando un funzionamento dei gruppi turbogas alla potenza nominale per 500 ore annue per ogni singolo gruppo, e quantitativi marginali consumati dalle Attività Connesse AC2, AC3 e AC4 presenti nella Centrale Turbogas di Giugliano.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Si riporta, di seguito, la Scheda B.13, *Aree di stoccaggio materie prime, prodotti ed intermedi*:

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
AC 001	Serbatoio gasolio AC001 fuori terra	14.000 mc (*)		In Servizio	15.350 mc	Gasolio
AC 002	Serbatoio gasolio AC002 fuori terra	14.000 mc (*)		In Servizio	15.350 mc	Gasolio
AC 003	Serbatoio gasolio interrato AC003	100 mc		In Servizio	100 mc	Gasolio
AC 004	Serbatoio gasolio interrato AC004	50 mc		In Servizio	50 mc	Gasolio
AC 001	Serbatoio gasolio fuori terra AC001	1,5 mc		In Servizio	1,5 mc	Gasolio
AC 002	Serbatoio gasolio fuori terra AC002	1,5 mc		In Servizio	1,5 mc	Gasolio
DO	Deposito oli lubrificanti	30 mc		In Servizio	30 mc	Olio
AC DL1	Serbatoio gasolio fuori terra ACDL1	2,0 mc		In Servizio	2,0 mc	Gasolio
AC DL2	Serbatoio gasolio fuori terra ACDL2	2,0 mc		In Servizio	2,0 mc	Gasolio
AC DL3	Serbatoio gasolio fuori terra ACDL3	2,0 mc		In Servizio	2,0 mc	Gasolio
AC DL4	Serbatoio gasolio fuori terra ACDL4	2,0 mc		In Servizio	2,0 mc	Gasolio
AC DE1	Serbatoio gasolio fuori terra ACDE1	0,5 mc		In Servizio	0,5 mc	Gasolio
AC DE2	Serbatoio gasolio fuori terra ACDE2	0,5 mc		In Servizio	0,5 mc	Gasolio

(*) Serbatoio Gasolio con riduzione di capacità da 15.350 mc a 14.000 mc, eseguita nell'anno 2008, previa comunicazione alla Regione Campania - Settore Sviluppo e Promozione Attività Commerciali - Servizio Carburanti con lettera prot. n° 622/GEM-UB-PF del 17/04/07, come previsto dall'art.1 commi 66 e 68 della legge n.239 del 22/08/04.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

4.3. Consumi idrici

L'approvvigionamento di acqua ad uso industriale avviene tramite un pozzo; sulla stessa linea è installato un misuratore di portata. Tale acqua è utilizzata essenzialmente per il reintegro dei serbatoi antincendio, per i lavaggi delle aree con presenza di macchinari e per l'irrigazione delle aree verdi. Per l'anno di riferimento 2005 il Gestore ha dichiarato un consumo di acqua industriale prelevata da pozzo pari a 5.039 m³. L'impianto è in possesso della Concessione rep. n. 49 del 17.03.2003, per l'emungimento trentennale dal pozzo 034-IA-058-0247. L'art. 3 di detta concessione prescrive che la quantità prelevabile di acqua è pari a 4.000 m³/anno e che l'uso deve essere per antincendio e irrigazione aiuole.

In merito al dato di consumo di acqua del 2005, apparentemente in disaccordo con la massima quantità prelevabile indicata nell'art. 3 della Concessione, il Gestore ha dichiarato che il consumo superiore al massimo consentito è stato segnalato all'Ufficio Area Tutela Ambientale della Provincia di Napoli, in conformità con quanto prescritto dall'art. 5 della Concessione citata, ed ha precisato che il consumo progressivo di acqua consuntivato negli anni recenti rientra, comunque, mediamente nella quantità complessiva autorizzata.

Per gli usi igienico-sanitari l'acqua potabile è fornita dall'acquedotto comunale; sulla stessa linea è installato un misuratore di portata. Tale acqua è utilizzata essenzialmente per i servizi igienici di uffici, officina, locale guardiania.

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.2.1 *Consumo di risorse idriche (parte storica)* e B.2.2. *Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)*, si riportano i consumi reali di acqua dell'Impianto Turbogas di Giugliano per l'anno di riferimento 2005 e la stima dei consumi alla capacità produttiva:

Approvvigionamento	Anno 2005			Capacità produttiva			Presenza contatore
	Consumo totale annuo (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria di punta (m ³ /h)	Consumo totale annuo (m ³)	Consumo giornaliero (m ³)	Portata oraria di punta (m ³ /h)	
Acqua da acquedotto (uso potabile)	3.625	9,93	0,41	3.800 ⁽¹⁾	10,41 ⁽¹⁾	0,43 ⁽¹⁾	sì
Acqua da pozzo (antincendio e irrigazione)	5.039	13,80	0,57	6.000 ⁽²⁾	16,43 ⁽²⁾	0,68 ⁽²⁾	sì

(1) Il consumo di risorse idriche per uso igienico-sanitario non è legato alla produzione dei gruppi turbogas. Il dato relativo al consumo alla capacità produttiva corrisponde al consumo massimo riscontrato negli ultimi 5 anni, arrotondato per eccesso.

(2) Il consumo di risorse idriche non è influenzato dal funzionamento dei gruppi turbogas. L'impianto antincendio, a meno di insignificanti reintegri necessari per l'effettuazione di prove e verifiche, non implica consumi idrici continui. Il consumo indicato è legato pressoché esclusivamente all'irrigazione di aree verdi.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

4.4. Aspetti energetici

L'Impianto Turbogas di Giugliano della Società ENEL Produzione S.p.A. produce energia elettrica mediante combustione di gasolio. Presso l'impianto in esame non viene prodotta energia termica, a parte quella destinata alla totale trasformazione in energia elettrica.

L'impianto turbogas di Giugliano 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), di garantire la sicurezza e la stabilità del funzionamento della rete elettrica nazionale e, in caso di *blackout*, di intervenire immediatamente per ripristinare prontamente le condizioni di normale funzionalità della rete nazionale stessa.

L'impianto non è destinato alla produzione continuativa o prolungata di energia elettrica.

Alla luce di tali circostanze, il Gestore ha dichiarato che l'efficienza energetica ed il rendimento globale del ciclo produttivo non sono fattori di principale rilevanza.

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.3.1 *Produzione di energia (parte storica)* e B.3.2 *Produzione di energia (alla capacità produttiva)*, si riportano i dati relativi all'energia prodotta dall'Impianto Turbogas di Giugliano nell'anno di riferimento 2005 e la stima della produzione alla capacità produttiva.

Si precisa che il dato relativo all'energia termica prodotta - come risulta dalle Schede B.4.1 *Consumo di energia (parte storica)* per l'anno di riferimento 2005 e B.4.2 *Consumo di energia (alla capacità produttiva)* - coincide con quello dell'energia termica consumata per la produzione di energia elettrica (la quota ceduta a terzi, infatti, è pari a zero).

Fase / Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	Energia termica prodotta (MWh) ⁽¹⁾		Energia elettrica prodotta (MWh) ⁽²⁾	
		Anno 2005	Capacità produttiva	Anno 2005	Capacità produttiva
Fase 1 – gruppo di produzione n. 1	Gasolio	33.679,90	164.469,67	8.964,0	45.400
Fase 2 – gruppo di produzione n. 2	Gasolio	10.312,58	166.734,22	2.439,0	45.400
Fase 3 – gruppo di produzione n. 1	Gasolio	30.643,43	164.417,01	8.173,5	45.400
Fase 4 – gruppo di produzione n. 1	Gasolio	31.313,64	167.576,85	8.326,5	45.400
AC2 – gruppi elettrogeni di emergenza n. 1 e 2	Gasolio	4,54	154,47	2,67	54,00 ⁽³⁾

(1) L'energia termica prodotta è calcolata come prodotto tra l'energia elettrica prodotta e il consumo specifico (kCal/MWh).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

- (2) L'energia elettrica prodotta è calcolata come prodotto tra la potenza nominale lorda (125 MW) e 500 ore di funzionamento annue per ogni singolo gruppo.
(3) L'energia prodotta è calcolata come prodotto tra potenza nominale lorda di progetto (0,75 + 0,75 MW) e 36 ore di funzionamento annuo (3 ore per ogni mese, valore massimo mensile riscontrato negli ultimi 6 anni).

Dalle Schede sopra citate si evince, inoltre, che dell'energia elettrica prodotta, la quota ceduta a terzi nel 2005 è stata pari a 23.751,199 e, per quanto riguarda la capacità produttiva, pari a 175.822,30. Sul punto, il Gestore ha precisato che tali quote sono state calcolate come differenza tra l'energia elettrica prodotta e il consumo degli ausiliari (comprensivo anche delle perdite di trasformazione).

Le ore di funzionamento dell'Impianto nel periodo 2005÷2008 sono state:

- gruppo 1 – 122 ore nel 2005, 197 ore nel 2006, 173 ore nel 2007, 127 ore nel 2008;
- gruppo 2 – 43 ore nel 2005, 124 ore nel 2006, 132 ore nel 2007, 91 ore nel 2008;
- gruppo 3 – 124 ore nel 2005, 213 ore nel 2006, 109 ore nel 2007, 32 ore nel 2008;
- gruppo 4 – 120 ore nel 2005, 200 ore nel 2006, 134 ore nel 2007, 73 ore nel 2008.

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.4.1 *Consumo di energia (parte storica)* e B.4.2 *Consumo di energia (alla capacità produttiva)*, sono indicati i dati relativi al consumo di energia elettrica e termica nell'anno di riferimento 2005 e alla capacità produttiva:

Fase o gruppo di fasi	Consumi anno 2005 (MWh)		Consumi specifici anno 2005 (kWh/unità)		Consumi alla capacità produttiva (MWh)		Consumi specifici alla capacità produttiva (kWh/unità)	
	Energia termica ⁽¹⁾	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica	Energia termica ⁽¹⁾	Energia elettrica	Energia termica	Energia elettrica
1 – Gruppo n. 1	33.679,90	1.125,207	3.757,24	0,1255	164.469,67	1.432,839	3.622,68	0,0316
2 – Gruppo n. 2	10.312,58	1.118,783	4.228,20	0,4587	166.734,22	1.452,568	3.672,56	0,0320
3 – Gruppo n. 3	30.643,43	907,341	3.749,12	0,1110	164.417,01	1.432,380	3.621,52	0,0316
4 – Gruppo n. 4	31.313,64	1000,470	3.760,72	0,1202	167.576,85	1.459,909	3.691,12	0,0322
Attività tecnicamente connesse	4,54	467,820 ⁽²⁾	1.700,56	-	154,47	1.515,960 ⁽³⁾	2.860,56	-

- (1) Dato coincidente con l'energia termica prodotta, in quanto totalmente destinata alla produzione termoelettrica.
(2) Consumo di energia elettrica assorbita nell'anno 2005 dalle attività connesse (AC1, AC2, AC3 e AC4), più la produzione di energia elettrica prodotta dal gruppo elettrogeno di emergenza.
(3) Consumo di energia elettrica assorbita dalle attività connesse (AC1, AC2, AC3 e AC4) rilevata da statistiche fatte sui consumi degli ultimi 6 anni, più la produzione di energia elettrica prodotta dal gruppo elettrogeno di emergenza alla capacità produttiva.



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

4.5. Scarichi idrici ed emissioni in acqua

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

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

Le acque di tipo a) derivano da:

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

Nelle acque di apporto di tipo a) possono essere presenti tracce di idrocarburi di origine petrolifera, derivanti da perdite accidentali di oli lubrificanti da macchinari durante le operazioni di manutenzione degli stessi. Tali acque sono raccolte tramite rete fognaria e inviate all'impianto di trattamento che assicura nell'effluente un quantitativo in oli e grassi (estraibili in etere di petrolio) inferiore a 5 mg/l.

Le acque di tipo b) derivano da precipitazioni su aree sicuramente non inquinabili, da oli o da altre sostanze.

Le acque meteoriche non potenzialmente inquinabili di cui al punto b) e le acque reflue derivanti dall'impianto di disoleazione di cui al punto a) sono scaricate nella fognatura comunale, gestita dal Consorzio ASI di Napoli, attraverso una condotta di proprietà Enel. Le operazioni di scarico delle acque nella fognatura comunale gestita dal Consorzio ASI di Napoli sono effettuate manualmente dal personale addetto, attraverso l'azionamento delle pompe.

Le acque di tipo c) derivano da scarichi dei servizi igienici di uffici, officina e guardiana. Tali acque vengono convogliate nella fossa settica, posizionata in prossimità dell'edificio Pesa che, all'occorrenza, viene svuotata attraverso autospurgo autorizzato.

Lo scarico delle acque reflue dell'impianto nella fognatura comunale gestita dal Consorzio ASI di Napoli è autorizzato dal Consorzio per L'Area di Sviluppo Industriale della Provincia di Napoli con provvedimento commissariale n. 669, del 27.12.2002, avente validità fino al 27.12.2006, rinnovato con provvedimento commissariale n. 101, del 13.03.2007, avente validità fino al 13.03.2012.

L'autorizzazione n. 669, del 27.12.2002, prescriveva di installare un misuratore di portata delle acque reflue inviate in fognatura. Con protocollo n. UBINA/P2003088446, del 24.03.2003, ENEL Produzione SpA ha inviato al Consorzio per l'Area di Sviluppo Industriale della Provincia di Napoli una comunicazione nella quale propone, a causa di oggettive difficoltà tecniche, di installare, un contatore su ciascuna delle pompe di sollevamento acqua, in sostituzione del misuratore di portata richiesto; con prot. n. 3213, del 10.07.2003, il Consorzio ha espresso parere favorevole alla proposta fatta da ENEL. L'avvenuta installazione dei due contatori è stata



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

comunicata da ENEL Produzione SpA al Consorzio citato con prot. n. UBINA/P2003001561, del 29.09.2003.

La nuova Autorizzazione allo scarico n. 101, del 13.03.2007, prescrive, tra l'altro, che:

- *le acque reflue di scarico della società, per le caratteristiche del sistema fognario consortile descritto, dovranno sempre rientrare nei limiti di cui al D.Lgs. 152/06, per scarico in acque superficiali, salvo diversa determinazione degli Enti preposti al rilascio delle autorizzazioni allo scarico;*
- *la società provveda ad effettuare, con frequenza semestrale, analisi sui campioni di acque reflue allo scarico e a trasmettere al Consorzio idonea certificazione attestante la conformità a quanto previsto dal D.Lgs. 152/06;*
- *venga installato un misuratore di portata delle acque reflue.*

Come previsto dalla sopra citata Autorizzazione allo scarico, devono essere rispettati i limiti fissati dalla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 (scarico in acque superficiali).

Inoltre, sempre con riferimento allo scarico, la pronuncia di compatibilità DEC/VIA/1156 (punto e), prescrive che venga previsto un piano di caratterizzazione delle emissioni e di monitoraggio e controllo ambientale secondo i seguenti criteri:

- sottoporre al controllo dei principali parametri (pH, oli, tracce di combustibili ed eventuali additivi) gli scarichi liquidi e concordare con gli Enti locali competenti forme di controllo ad intervalli regolari della qualità delle acque del corpo idrico recettore e della falda superficiale;
- trasmettere i risultati del monitoraggio almeno annualmente alle Autorità locali competenti, alla Regione e al Ministero dell'Ambiente.

Il Gestore, in merito all'adempimento delle prescrizioni sopra riportate, ha dichiarato quanto segue:

- ♦ con riferimento al controllo dei principali parametri, allo scarico in fognatura comunale vengono effettuate analisi semestrali finalizzate alla verifica del rispetto dei limiti autorizzati;
- ♦ con riferimento alla trasmissione dei dati, negli anni successivi alla messa in esercizio dei gruppi G3 e G4, sono stati inviati alle Amministrazioni competenti i rapporti relativi ai monitoraggi eseguiti.

Nella tabella seguente, redatta sulla base delle Schede B.9.1 *Scarichi idrici (parte storica)*, B.9.2 *Scarichi idrici (alla capacità produttiva)*, B.10.1 *Emissioni in acqua (parte storica)* e B.10.2 *Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)* e del Rapporto di prova della *Chimica Mazzaglia srl* n. 2472 del 24.09.2008, si riportano le caratteristiche dello scarico SF1 e i valori limite applicabili.

Con riferimento ai dati riportati nella Scheda B.10.1, il Gestore ha precisato quanto segue:

"I valori di concentrazione riportati per gli analiti contenuti nelle acque di scarico rilasciate dallo scarico autorizzato d'impianto (SF1), sono valori medi desunti dai bollettini di analisi effettuati da laboratori esterni incaricati. Gli inquinanti ricercati sono quelli ritenuti pertinenti in funzione della verifica del rispetto delle concentrazioni limite allo scarico."



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Con riferimento ai dati riportati nella Scheda B.10.2, il Gestore ha così precisato:

“la concentrazione (mg/l) degli inquinanti è stata desunta dai valori massimi riscontrati allo scarico negli ultimi 3 anni, per ciascuno inquinante”.

Denominazione scarico	SF1				
Tipologia scarico	scarico saltuario				
Tipologia acque	meteoriche e di lavaggio				
Corpo recettore	Collettore fognario consortile – Consorzio ASI di Napoli				
Portata	11.521 m ³ nell'anno di riferimento 2005; 20.000 m ³ alla capacità produttiva				
Coordinate	SF1: 40°55'24,14''N 14°06'01,81''E Punto di innesto collettore fognario: 40°55'22,90''N 14°05'56,88''E				
PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati	Concentrazione misurata nel 2008 (certificato della Chimica Mazzaglia s.r.l. n. 2472 del 24.09.2008 relativo a campionamento effettuato in data 18.09.2008)	Concentrazione (dato storico)	Concentrazione (alla capacità produttiva)
pH		5,5-9,5	7,5	-	-
Temperatura	°C	[1]		-	-
colore		non percettibile con diluizione 1:20	non percepibile	-	-
odore		non deve essere causa di molestie	non causa di molestia	-	-
materiali grossolani		assenti	assenti	-	-
Solidi sospesi totali [2]	mg/l	≤80	42	14,333	26
BOD5 (come O2) [2]	mg/l	≤40	15	16,666	25
COD (come O2) [2]	mg/l	≤160	80	62,666	81
Alluminio	mg/l	≤1	<0,01	-	<0,01
Arsenico	mg/l	≤0,5	<0,01	-	<0,01
Bario	mg/l	≤20	<0,01	-	<0,01
Boro	mg/l	≤2	<0,01	-	-
Cadmio	mg/l	≤0,02	<0,02	<0,002	<0,01
Cromo totale	mg/l	≤2	<0,01	<0,02	<0,02



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)

PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati	Concentrazione misurata nel 2008 (certificato della Chimica Mazzaglia s.r.l. n. 2472 del 24.09.2008 relativo a campionamento effettuato in data 18.09.2008)	Concentrazione (dato storico)	Concentrazione (alla capacità produttiva)
Cromo VI	mg/l	≤0,2	<0,01	-	-
Ferro	mg/l	≤2	1,6	0,21	0,21
Manganese	mg/l	≤2	<0,01	-	<0,01
Mercurio	mg/l	≤0,005	<0,001	<0,0005	<0,01
Nichel	mg/l	≤2	<0,01	<0,002	<0,01
Piombo	mg/l	≤0,2	<0,01	<0,002	<0,01
Rame	mg/l	≤0,1	<0,01	<0,001	<0,01
Selenio	mg/l	≤0,03	<0,01	-	<0,01
Stagno	mg/l	≤10	<0,01	-	7,0
Zinco	mg/l	≤0,5	<0,01	<0,005	<0,01
Cianuri totali come (CN)	mg/l	≤0,5	<0,01	-	-
Cloro attivo libero	mg/l	≤0,2	0,1	0,2	0,2
Solfuri (come H ₂ S)	mg/l	≤1	<0,5	-	-
Solfiti (come SO ₃)	mg/l	≤1	<0,5	-	-
Solfati (come SO ₄)	mg/l	≤1000	46,2	-	9
Cloruri	mg/l	≤1200	68,5	-	18
Fluoruri	mg/l	≤6	3,2	-	-
Fosforo totale (come P) [2]	mg/l	≤10	8,5	0,4733	2
Azoto ammoniacale (come NH ₄) [2]	mg/l	≤15	3,6	0,58	0,64
Azoto nitroso (come N) [2]	mg/l	≤0,6	0,58	0,14	0,12
Azoto nitrico (come N) [2]	mg/l	≤20	5,4	4,236	3,11
Grassi e olii animali/vegetali	mg/l	≤20	9	0,833	1,9
Idrocarburi totali	mg/l	≤5	2,7	<0,5	<0,5
Fenoli	mg/l	≤0,5	<0,1	-	0,1



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati	Concentrazione misurata nel 2008 (certificato della Chimica Mazzaglia s.r.l. n. 2472 del 24.09.2008 relativo a campionamento effettuato in data 18.09.2008)	Concentrazione (dato storico)	Concentrazione (alla capacità produttiva)
Aldeidi	mg/l	≤1	<0,1	-	-
Solventi organici aromatici	mg/l	≤0,2	<0,1	-	-
Solventi organici azotati	mg/l	≤0,1	<0,1	-	-
Tensioattivi totali	mg/l	≤2	1,4	0,28	0,7
Pesticidi fosforati	mg/l	≤0,10	<0,1	-	-
Pesticidi totali (esclusi i fosforati)	mg/l	≤0,05	<0,01	-	-
tra cui:	mg/l				
- aldrin	mg/l	≤0,01	<0,01	-	-
- dieldrin	mg/l	≤0,01	<0,01	-	-
- endrin	mg/l	≤0,002	<0,01	-	-
- isodrin	mg/l	≤0,002	<0,01	-	-
Solventi clorurati	mg/l	≤1	<0,01	-	-
Saggio di tossicità acuta		il campione non é accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili uguale o maggiore del 50% del totale		-	-

- (1) Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1 °C. Per i laghi la temperatura dello scarico non deve superare i 30 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre 50 metri di distanza dal punto di immissione. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35 °C, la condizione suddetta è subordinata all'assenso del soggetto che gestisce il canale. Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

- (2) Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue urbane valgono i limiti indicati in tabella 1 e, per le zone sensibili anche quelli di tabella 2. Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue industriali recapitanti in zone sensibili la concentrazione di fosforo totale e di azoto totale deve essere rispettivamente di 1 e 10 mg/l.

Per quanto riguarda, infine, il confronto con gli *standard* di qualità ambientali (SQA), nell' Allegato D.7 *Identificazione e quantificazione degli effetti delle emissioni in acqua e confronto con SQA per la proposta impiantistica per la quale si richiede l'autorizzazione* il Gestore ha riportato i dati della Dichiarazione INES effettuata nell'anno 2006; a tale proposito, con le integrazioni di Gennaio 2010, il Gestore ha precisato *"Non applicabile in quanto l'impianto dispone di uno scarico autorizzato vs. il collettore fognario consortile ASI-Prov. Napoli, ove confluiscono le acque meteoriche non inquinate e le acque meteoriche e di lavaggio inquinabili da oli minerali rilasciate dall'impianto dopo trattamento attraverso impianto di disoleazione."*

4.6. Emissioni in aria

4.6.1. Emissioni convogliate

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

Sull'impianto sono, inoltre, presenti i seguenti punti di emissioni in atmosfera che, per la loro natura e quantità, il Gestore ritiene classificabili come poco significativi, e per i quali non fornisce dati costruttivi e di funzionamento:

- A. emissioni di 4 motori *diesel* di lancio dei gruppi di produzione: motori alimentati a gasolio da 3.200 Hp utilizzati in fase di avviamento per la messa in rotazione, fino alla velocità di autosostentamento, dei gruppi di produzione; il funzionamento del motore di lancio è di circa 15 minuti per ogni avviamento;
- B. emissione di 2 motori *diesel* dei gruppi elettrogeni di emergenza: motori alimentati a gasolio di 750 kW di potenza, destinati a fornire l'energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (*blackout*);
- C. emissioni delle motopompe antincendio: motori da 640 Hp ciascuno, alimentati a gasolio, a servizio dell'impianto antincendio generale dell'impianto.

Le due ultime tipologie di emissioni sopra citate derivano da impianti non sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in quanto, trattandosi di impianti di emergenza, sono compresi nell'elenco di cui all'art. 269, comma 14, lettera i del D.Lgs n. 152/2006.

Per quanto concerne i motori di lancio, caratterizzati da un tempo di funzionamento molto ridotto, deve essere considerato, per analogia, quanto previsto alla lettera h del citato comma 14 dell'art. 269.

L'ENEL, in data 22.06.1989, ha presentato per l'impianto di Giugliano istanza di autorizzazione alla continuazione delle emissioni in atmosfera, ai sensi degli artt. 12, 13 e 17 del DPR n. 203/88.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Le autorizzazioni all'esercizio contengono anche prescrizioni relative alle emissioni in atmosfera. In merito alle autorizzazioni all'esercizio si ricorda che:

- ↳ i primi due gruppi dell'impianto turbogas di Giugliano sono stati realizzati sulla base del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 691658 del 30.11.1979 e sono entrati in esercizio il 13.02.1987;
- ↳ i successivi gruppi 3 e 4 dell'impianto turbogas di Giugliano sono stati realizzati sulla base della pronuncia di compatibilità ambientale DEC/VIA/1156 del 24.06.1992 e del decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 731675 del 19.10.1992; con lettera del 15.09.1992, prot. n. 5883/VIA/A.0.13.b, il Ministero dell'Ambiente ha trasmesso alle Amministrazioni interessate il progetto presentato dall'ENEL, adeguato secondo le prescrizioni contenute nella pronuncia di compatibilità ambientale del 24.06.1992; i gruppi 3 e 4 sono entrati in esercizio il 31.05.1994. La lettera di trasmissione del decreto di autorizzazione del 19.10.1992, inviata dal MICA a ENEL in data 22.10.1992, fa riferimento alla lettera datata 14.02.1991 con la quale il Dicastero dell'Interno comunica parere favorevole alla realizzazione della centrale.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera, la pronuncia di compatibilità DEC/VIA/1156 contiene le seguenti prescrizioni:

- b. valore massimo di concentrazione di NO_x alle emissioni per il funzionamento a gasolio pari a 500 mg/Nm^3 (fumi secchi con un eccesso di ossigeno del 15%);
- c. equipaggiamento dell'impianto con combustori a basso sviluppo di NO_x più avanzati di quelli in uso, non appena resi disponibili per il tipo di impianto realizzato a Giugliano;
- d. valore massimo di concentrazione di particelle sospese totali alle emissioni per il funzionamento a gasolio pari a 25 mg/Nm^3 (fumi secchi con un eccesso di ossigeno del 15%);
- e. valori di emissione relativi a inquinanti e microinquinanti conformi ai valori fissati nelle emanande linee guida per il contenimento delle emissioni dei nuovi impianti industriali; a questo proposito la sopra citata lettera del Ministero dell'Ambiente del 15.09.1992, prot. n. 5883/VIA/A.0.13.b, precisa che dovranno, comunque, essere rispettati i valori limite fissati per gli impianti esistenti;
- f. previsione di un piano di caratterizzazione delle emissioni e di monitoraggio e controllo ambientale secondo i seguenti criteri:
 - fornire informazioni relative alla composizione del combustibile utilizzato e alla presenza di inquinanti nelle emissioni; provvedere ad effettuare una serie di campagne di misura volte all'acquisizione di dati con metodi validati e certificati: tali dati devono riguardare la caratterizzazione delle emissioni, comprendendo gli ossidi di azoto, il biossido di zolfo, il monossido di carbonio e le particelle sospese totali, nonché i microinquinanti inorganici ed organici; tali indicazioni devono anche essere riferite alle emissioni in fase di avviamento dell'impianto; le informazioni di cui sopra possono essere desunte da campagne sperimentali condotte su impianti turbogas assimilabili all'impianto in progetto e devono essere fornite, comunque, non oltre 24 mesi dall'entrata in funzione dell'impianto;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

- eseguire un programma di campagne di misure dei parametri della qualità dell'aria (SO₂, NO₂, particolato) in determinate condizioni meteo climatiche, ripetute in condizioni stagionali diverse (almeno due campagne in condizioni autunnali e due in condizioni primaverili-estive nell'arco di due anni);
- trasmettere i risultati del monitoraggio almeno annualmente alle Autorità locali competenti, alla Regione e al Ministero dell'Ambiente.

In merito all'adempimento delle suddette prescrizioni, il Gestore ha dichiarato quanto segue:

- ♦ con riferimento alle prescrizioni di cui alle lettere a) e c), che per le emissioni sono rispettati i valori di concentrazione di NO_x e polveri indicati nella pronuncia di compatibilità DEC/VIA/1156;
- ♦ con riferimento alla prescrizione di cui alla lettera b), che i bruciatori di tipo *Dry Low-NO_x*, per la tipologia di macchine installate presso la centrale Turbogas di Giugliano, non sono tuttora disponibili a costi ragionevoli. Sul punto il Gestore ha precisato, inoltre, quanto segue:
 - *“ i bruciatori attualmente installati rappresentavano all'epoca della costruzione dell'impianto quanto di meglio la tecnica mettesse a disposizione relativamente alle turbine di quel tipo;*
 - *quasi subito dopo la fornitura delle macchine installate a Giugliano, la Fiat Avio si è ritirata dal mercato degli impianti turbogas interrompendone sia la produzione sia lo sviluppo dei loro componenti;*
 - *la società Fiat Avio ed a tutt'oggi la Società TurboCare, che ha sostituito la Fiat Avio nel campo della costruzione dei turbogas, non hanno sviluppato nuovi combustori Dry Low NO_x per tale tipologia di macchine. I combustori installati nei turbogas di Giugliano risultano, pertanto, conformi all'ultimo modello disponibile, come confermato nella lettera allegata di Turbocare a Enel Produzione del 07/12/2009;*
 - *l'ipotesi di utilizzare altri tipi di combustori a basso sviluppo di NO_x non risulta percorribile in quanto le tipologie attualmente presenti sul mercato sono incompatibili con il tipo di turbine – FIAT TG 50 C – installate a Giugliano.*

Per quanto sopra riportato, si ritiene che la prescrizione sia ottemperata. Dal momento della costruzione dell'impianto, infatti, non si sono resi disponibili combustori più avanzati per il tipo di impianto realizzato a Giugliano.”

Per completezza, si riporta un estratto della lettera della Società TurboCare (citata dal Gestore, con riferimento alle quattro unità TG50C installate presso la centrale Enel di Giugliano), a tenore del quale: *“non è stata sviluppata alcuna soluzione migliorativa per i combustori e gli iniettori installati, che pertanto risultano conformi all'ultimo standard del particolare attualmente in produzione”*.

- ♦ con riferimento alla prescrizione di cui alla lettera d), il Gestore dichiara che alle emissioni dai turbogruppi vengono effettuati rilievi per la determinazione di microinquinanti, precisando quanto segue:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

“come da integrazioni documentali trasmesse nei mesi di Ottobre 2009 e Febbraio 2010, è stata eseguita una campagna di rilievi nel periodo giugno – agosto 1994 per la determinazione di NOx, SO₂, CO e polveri (Rapporto Enel-DCO n. GI 00317TSIPE287 del 25/11/1994) e una nel mese di giugno 1994 per la determinazione dei cosiddetti “microinquinanti” (Rapporto Enel-DCO-Laboratorio di Piacenza n. GI00317TSIPE272 del 11.10.94). I risultati in esso contenuti attestano la verifica del pieno rispetto dei limiti di emissione imposti all’impianto sulla base della legislazione successivamente emanata (DPR 203/88, linee guida DM 12/7/1990).

La recente campagna di rilievi effettuata nel novembre 2009 sul gruppo GI4 ha confermato che i valori di concentrazione di macroinquinanti nei gas di combustione risultano ampiamente al di sotto dei limiti applicabili (come da Rapporto di prova Enel-ASP n. ASP09EMIRP057-00 del 14/11/2009)”.

- ♦ con riferimento alle prescrizioni di cui al punto e), il Gestore ha dichiarato quanto segue:
 - le principali caratteristiche del gasolio (potere calorifico e contenuto di zolfo) sono certificate dal Fornitore, verificate da ENEL e implementate nel *D-Base Enel Produzione*, relativo ai dati di esercizio degli impianti termoelettrici. Relativamente agli anni recenti sono disponibili i rapporti di prova relativi alle analisi effettuate dal Laboratorio accreditato;
 - per la determinazione degli inquinanti presenti nelle emissioni sono state effettuate campagne di misura per la determinazione di NOx, SO₂, CO, polveri e microinquinanti nella fase di avviamento e nella fase di esercizio dei turbogruppi G3 e G4;
 - è stata effettuata una campagna di rilevamento degli inquinanti gassosi e delle polveri in atmosfera in fase pre-esercizio dal 24.01.1990 al 13.02.1990; un’ulteriore campagna è stata eseguita dal 17.11.1994 al 03.12.1994, riscontrando esito favorevole dei rilievi rispetto ai parametri misurati in fase pre-esercizio. Il Gestore ha precisato, inoltre, che *“i risultati ottenuti mostrano che il funzionamento dell’impianto non influenza i valori di concentrazione in aria nelle aree circostanti la centrale”*;
 - negli anni successivi alla messa in esercizio dei gruppi G3 e G4 sono stati inviati alle Amministrazioni competenti i rapporti relativi ai monitoraggi eseguiti.

In merito alla qualità dell’aria il Gestore ha, infine, presentato la *Relazione tecnica sui dati meteorologici* e la Relazione n. GI00317TSIPE505 del 29.02.1996, *Caratterizzazione della qualità dell’aria*, predisposta in ottemperanza al punto e), secondo trattino, della pronuncia di compatibilità DEC/VIA/1156, che prescrive di eseguire un programma di campagne di misure dei parametri della qualità dell’aria (SO₂, NO₂, particolato) in determinate condizioni meteo climatiche, ripetute in condizioni stagionali diverse (almeno due campagne in condizioni autunnali e due in condizioni primaverili-estive nell’arco di due anni).

Da tale Relazione risulta che la campagna è stata effettuata nel periodo 17.11.1994 – 03.12.1994 con lo scopo di rilevare gli andamenti degli inquinanti SO₂, NO, NO₂, O₃ e polveri totali sospese nella condizione di centrale in esercizio, da confrontare con i medesimi dati nella condizione di centrale ferma, rilevati in fase preoperazionale (dal 24.01.1990 al 13.02.1990).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Le misure sono state effettuate in due postazioni fisse, contrapposte rispetto all'Impianto lungo le direttrici di brezza: Carrafiello (collocata a circa 3 km in direzione Ovest rispetto all'Impianto) e Qualiano (collocata all'esterno dell'abitato a circa 5 km in direzione Est rispetto all'Impianto); su richiesta dell'Amministrazione comunale nello stesso periodo è stato misurato anche l'inquinamento urbano di Giugliano, collocando una terza stazione in Piazza Gramsci, (posta nel centro urbano di Giugliano, a 9 km circa in direzione Est rispetto all'Impianto).

La Relazione conclude come di seguito riportato:

4. CONCLUSIONI

I risultati ottenuti nelle campagne in fase pre- e operativa indicano che la qualità dell'aria del comprensorio può considerarsi buona, con riferimento agli standard indicati dalla vigente legislazione.

Purtuttavia è da rilevare che in condizioni meteorologiche di stasi anemologica, nei centri urbani ed in particolare nella città di Giugliano, si notano discreti rialzi nelle concentrazioni degli ossidi di azoto nelle ore serali, imputabili alle emissioni da traffico e da riscaldamento domestico. A Carrafiello i rialzi di concentrazione più significativi sono riconducibili ai contributi veicolari provenienti in particolare dalla superstrada.

Il confronto durante la campagna operativa tra i periodi con centrale in funzione e con centrale ferma è stato effettuato tramite l'analisi dei singoli episodi di rialzo delle concentrazioni di NOx, assunto come tracciante per le combustioni dei turbogas. Da tale confronto non si è rilevata alcuna influenza delle emissioni della centrale."

Si rileva che la tempistica di effettuazione delle campagne di misura non corrisponde a quanto richiesto dalla pronuncia di compatibilità DEC/VIA/1156: almeno due campagne in condizioni autunnali e due in condizioni primaverili-estive nell'arco di due anni.

Al riguardo, il Gestore ha dichiarato che "circa lo svolgimento delle altre due campagne prescritte, considerato il tempo trascorso, non siamo stati in grado di reperire documentazione attestante l'esecuzione di ulteriori campagne di misura. Si ribadisce la ns. completa disponibilità ad effettuare ulteriori campagne di rilievi qualora fossero ritenuti necessari."

Le tabelle di seguito riportate illustrano le caratteristiche dei camini E1, E2, E3 ed E4, tratte dalle Schede B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato, B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica), A.7 Quadro normativo attuale in termini di limiti alle emissioni e B.3.1 Produzione di energia (parte storica) e dai Rapporti di prova disponibili, insieme con i valori limite applicabili.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Emissione n. 1	Camino E1				
Dimensioni camino	H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²				
Coordinate	40°55'25,61''N 14°05'59,73''E				
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 1				
Adeguamenti previsti	NO				
Portata*	813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)				
Ore di funzionamento	122 h/anno 2005, 197 h/anno 2006, 173 h/anno 2007, 127 h/anno 2008				
Monitoraggio in continuo	NO				
Inquinanti emessi	Sistema trattamento	Prestazioni attuali ⁽¹⁾	Limiti autorizzati	Limite DLgs	Valori Linee Guida
		mg/Nm ³	(DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	152/2006 mg/Nm ³	mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	No	354,5	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO		34,4	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂		16,2	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri		2,41	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
* La portata indicata dal Gestore nella scheda B.7.2 oltre che riportata alle condizioni normali, è da intendersi, a meno di eventuali specificazioni da parte del Gestore stesso, con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi <u>secca</u>), supponendo che il Gestore abbia considerato la definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.					
(1) Concentrazione più alta misurata nel corso dei rilievi eseguiti più di recente presso l'impianto di Giugliano, v. Rapporto di prova ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 "Verifica delle emissioni Turbogas 4 della centrale Giugliano"; tale concentrazione è stata attribuita anche agli altri camini (Turbogas GI 1, 2 e 3), trattandosi della medesima tipologia di macchine.					



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Emissione n. 2	Camino E2				
Dimensioni camino	H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²				
Coordinate	40°55'25,38''N 14°05'58,36''E				
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 2				
Adeguamenti previsti	NO				
Portata*	813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)				
Ore di funzionamento	43 h/anno 2005, 124 h/anno 2006, 132 h/anno 2007, 91 h/anno 2008				
Monitoraggio in continuo	NO				
Inquinanti emessi	Sistema trattamento	Prestazioni attuali ⁽¹⁾	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992)	Limite DLgs 152/2006	Valori Linee Guida
		mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³	mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	No	354,5	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO		34,4	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂		16,2	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri		2,41	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
* La portata indicata dal Gestore nella scheda B.7.2 oltre che riportata alle condizioni normali, è da intendersi, a meno di eventuali specificazioni da parte del Gestore stesso, con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi <u>secca</u>), supponendo che il Gestore abbia considerato la definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.					
(1) Concentrazione più alta misurata nel corso dei rilievi eseguiti più di recente presso l'impianto di Giugliano, v. Rapporto di prova ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 "Verifica delle emissioni Turbogas 4 della centrale Giugliano"; tale concentrazione è stata attribuita anche agli altri camini (Turbogas Gl 1, 2 e 3), trattandosi della medesima tipologia di macchine.					



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Emissione n. 3		Camino E3			
Dimensioni camino		H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²			
Coordinate		40°55'27,74''N 14°06'12,70''E			
Unità di provenienza		Generazione energia elettrica gruppo 3			
Adeguamenti previsti		NO			
Portata*		813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)			
Ore di funzionamento		124 h/anno 2005, 213 h/anno 2006, 109 h/anno 2007, 32 h/anno 2008			
Monitoraggio in continuo		NO			
Inquinanti emessi	Sistema trattamento	Prestazioni attuali (1994) mg/Nm ³ (*)	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	No	410,00 ÷ 486,00 ⁽¹⁾ (come NO ₂)	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO		0 ÷ 4,5 ⁽¹⁾	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂		76 ÷ 160 ⁽¹⁾	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri		2,7 ÷ 4,1 ⁽²⁾	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
<p>* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi secca), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.</p> <p>(1) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. GI00317TSIPE287 del 25.11.1994 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG3 in data 21, 22, 23, 27 e 28.06.1994, durante il periodo di messa a regime (potenza elettrica del gruppo variabile tra 84 e 89 MW).</p> <p>(2) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. GI00317TSIPE287 del 25.11.1994 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG3 in data 21, 22 e 28.06.1994, con il gruppo esercito alla potenza elettrica di 84 MW.</p>					



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Emissione n. 4		Camino E4			
Dimensioni camino		H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²			
Coordinate		40°55'27,48''N 14°06'11,10''E			
Unità di provenienza		Generazione energia elettrica gruppo 4			
Adeguamenti previsti		NO			
Portata*		813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)			
Ore di funzionamento		120 h/anno 2005, 200 h/anno 2006, 134 h/anno 2007, 73 h/anno 2008			
Monitoraggio in continuo		NO			
Inquinanti emessi	Sistema trattamento	Prestazioni attuali (2009) mg/Nm ³	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	No	250,2 ÷ 354,5 ⁽¹⁾ (come NO ₂)	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO		34,4 ÷ 96,2 ⁽¹⁾	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂		15,8 ÷ 18,3 ⁽¹⁾	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri		1,74 e 2,41 ⁽²⁾	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
<p>* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi secca), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.</p> <p>(1) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG4 in data 5.11.2009, con il gruppo esercito a carico variabile fino al massimo disponibile, pari a 50 MW.</p> <p>(2) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le due concentrazioni rilevate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG4 in data 5.11.2009, con il gruppo esercito a carico costante, pari a 50 MW.</p>					



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Dalla Scheda B.7.2, *Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)*, risulta che la concentrazione egli inquinanti alle emissioni dai camini 1, 2, 3 e 4 è pari a:

NO_x – 500 mg/Nm³;

SO₂ – 500 mg/Nm³;

CO – 100 mg/Nm³;

Polveri – 25 mg/Nm³.

La seguente tabella riporta i flussi di inquinanti emessi dal complesso dei 4 camini nell'ultimo quinquennio:

Emissioni (Gruppi 1+2+3+4) - della Centrale turbogas di Giugliano							
Descrizione	U.M.	2004	2005	2006	2007	2008	2009 (al 30/09/09)
Polveri	Ton	3,448	7,534	12,960	8,684	5,026	1,948
NO _x	Ton	67,942	148,444	255,352	171,115	99,024	38,376
SO ₂	Ton	11,176	23,227	40,598	29,224	17,214	6,872
CO ₂	Ton	13.511,355	28.079,877	49.079,810	35.303,402	20.795,632	8.301,695

Il Gestore ha dichiarato che la presenza di monossido di carbonio (CO), derivante da incompleta combustione, è resa del tutto trascurabile dal sistema di regolazione della combustione, così come le polveri, che risultano trascurabili per il basso numero di ore annue di funzionamento e le caratteristiche tecniche dei gruppi che limitano le particelle di combustibile non completamente bruciato grazie anche alle caratteristiche chimico fisiche del tipo di combustibile (gasolio a basso contenuto di zolfo (inferiore allo 0,2 %)).

In ottemperanza alle disposizioni normative comunitarie e nazionali sul sistema di scambio delle quote di emissione dei gas ad effetto serra, nel corso del mese di Marzo 2006 l'impianto ha provveduto ad effettuare la comunicazione al Ministero dell'Ambiente delle emissioni di CO₂ prodotte nel 2005; tale dato è stato verificato e convalidato da BQVI, organismo verificatore riconosciuto attraverso il decreto del Ministero dell'Ambiente DEC/RAS/096/2006 del 2.3.2006.

4.6.2. Emissioni non convogliate

Per quanto riguarda le emissioni diffuse, il Gestore non ha compilato le Schede B.8.1 "*Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)*" e B.8.2 "*Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)*", dichiarando in nota alle Schede stesse quanto segue:

"Per le lavorazioni, i materiali e le sostanze utilizzate dall'impianto non si rilevano emissioni diffuse o fuggitive di qualche rilevanza. Più precisamente si evidenzia che sulla base del normale esercizio e della conformazione dell'impianto, dei reagenti e dei fluidi esposti, le emissioni non convogliate (diffuse derivanti da fenomeni evaporativi, di volatilizzazione superficiale di composti e sollevamento di materiale polverulenti, fuggitive da valvole o



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

tenute) sono da ritenersi quantitativamente irrilevanti o sono possibili solo in relazione a interventi di manutenzione straordinaria e situazioni di emergenza solo teoricamente ipotizzabili”.

4.7. Rifiuti

I rifiuti prodotti dall'impianto di Giugliano derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio 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, accumulatori al piombo.

L'attività svolta presso l'impianto di Giugliano non prevede produzione diretta e costante di rifiuti collegati alla generazione di energia elettrica, e le modeste quantità di rifiuti prodotte 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. 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; la gestione dei rifiuti è affidata al personale dell'Impianto che è responsabile della corretta classificazione dei rifiuti (attribuzione codici CER), della gestione dei contratti di smaltimento, 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 delle quantità di rifiuti in deposito temporaneo per il rispetto di quanto previsto per il deposito temporaneo dal D.Lgs n. 152/2006, della predisposizione del Modello Unico di Dichiarazione annuale (MUD). I rifiuti sono depositati in apposite aree coperte, e le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

Il Gestore ha dichiarato la presenza di tre aree dedicate al deposito temporaneo dei rifiuti prodotti:

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	9,50 m ³	36,0 m ²	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali pericolosi (es. residui contenenti amianto)
2	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	20 m ³	54,0 m ²	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali non pericolosi (es. rottami ferrosi, rifiuti assimilabili a urbani)
3	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	0,50 m ³	16,00 m ²	Area pavimentata	Rifiuti speciali pericolosi (es. oli esausti)



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

In merito alla gestione del deposito temporaneo, il Gestore ha dichiarato che il deposito temporaneo dei rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi viene gestito con riferimento ai punti dell'art. 183 lett. m) del D.Lgs n. 152/2006 e, in particolare, che i rifiuti vengono raccolti ed avviati al recupero o allo smaltimento al raggiungimento delle quantità massime previste o, comunque, almeno una volta all'anno.

La seguente tabella, redatta sulla base delle Schede B.11.1 *Produzione di rifiuti (parte storica)* e B.11.2 *Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)*, riporta le tipologie e i quantitativi di rifiuti prodotti nell'anno di riferimento 2005 e la stima dei rifiuti prodotti alla capacità produttiva:

Codice CER e descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)		Fase di provenienza	Stoccaggio		
		Anno 2005	Capacità produttiva		N. area	Modalità	Destinazione
150203 <i>assorbenti, materiali filtranti stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202</i>	solido non polverulento	10.120	10.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	scatole in cartone	D15
160601* <i>batterie al piombo</i>	solido non polverulento	220	3.600	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	a senza imballaggio	R13
150103 <i>imballaggi in legno</i>	solido non polverulento	2.920	3.000	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	a senza imballaggio	R13
150110* <i>imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze</i>	solido non polverulento	2.160	2.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	buste in PVC pesante	D9
130307* <i>oli minerali isolanti e termoconduttori non isolati</i>	liquido	2.150	2.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	3	cisterna	R13
170405 <i>ferro e acciaio</i>	solido non polverulento	23.340	25.000	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	rifiuto non transigente per il deposito temporaneo – carico e scarico contemporaneo	R13
200304 <i>fanghi dalle fosse settiche</i>	liquido	50.360	52.000	servizi igienici	-	fossa settica	D9



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Codice CER e descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)		Fase di provenienza	Stoccaggio		
		Anno 2005	Capacità produttiva		N. area	Modalità	Destinazione
130205* scarti di oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati	liquido	-	7.600	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	3	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
150106 imballaggi in materiali misti	solido non polverulento	-	1.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
150202* assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose	solido non polverulento	-	200	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
161002 soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001	liquido	-	120.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	-	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
200121* tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	solido non polverulento	-	100	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile

In calce alla Scheda B.11.2, il Gestore ha precisato quanto segue:

“L'attività di produzione di energia elettrica dell'impianto Turbogas di Giugliano non comporta la produzione continua di rifiuti. Le uniche tipologie di rifiuti correlate all'esercizio dell'impianto e alla sua manutenzione ordinaria sono quelle identificate con i codici CER 130205 – 150203 – 150202. Per i rifiuti, legati alla capacità produttiva, è stato preso il quantitativo massimo prodotto negli ultimi 6 anni ed è stato riportato con le ore di funzionamento dell'anno in esame alle 500 ore di funzionamento previste, per ogni singolo gruppo, alla capacità produttiva.

Le altre tipologie sono generalmente prodotte nel corso degli interventi di manutenzione, effettuati con periodicità diverse e che interessano differenti sistemi ed apparecchiature.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Per i rifiuti non legati al funzionamento dei gruppi, non potendo riportare una situazione rappresentativa alla capacità produttiva, è stato esposto per ogni singolo rifiuto il quantitativo massimo annuo smaltito negli ultimi 6 anni, arrotondato per eccesso. 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 evidenze analitiche.”

Il Gestore ha dichiarato i seguenti dati, relativi alla produzione di rifiuti nell'ultimo quinquennio:

ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Turbogas Giugliano

Rifiuti Speciali Pericolosi e non Pericolosi - Centrale Turbogas di Giugliano															
			2004		2005		2006		2007		2008		al 30/09/2009		
Rifiuto Speciale	Descrizione	U.M.	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	
CER 130208	Altri oli per motori, idroscopici e lubrificanti	kg	1.500	1.500							100	7.420	7.520		
CER 130307	Oli minerali lubrificanti e termostabilizzati non clorati	kg			2.150	2.150									
CER 150103	Inchiodaggi in legno	kg			2.920	2.920									
CER 150106	Inchiodaggi in materiali misti	kg					1.000	1.000							
CER 150110	Inchiodaggi contenenti residui di sostanze pericolose	kg			2.160	2.160	320	320							
CER 150202	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'aria)	kg					140	140					70	70	
CER 150203	Assorbenti, materiali filtranti estranei, indumenti	kg			10.120	10.120									
CER 160601	Batterie al piombo	kg			220	220	3.630	3.630			1.390	1.390			
CER 161002	Soluzioni acquose di acido, di versare da quelle di	kg									120.160	120.160			
CER 170405	Ferro e acciaio	kg			23.340	23.340									
CER 170601	Materiali isolanti contenenti amianto	kg									1.550	1.550	2.330	2.330	
CER 170603	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da	kg									5.300	5.300	2.090	2.090	
CER 200121	Tutti i residui ed altri rifiuti contenenti mercurio	kg					40	40							
CER 200304	Fanghi delle fosse settiche	kg			50.360	50.360									
Totale		kg	0	0	84.040	84.040	3.670	3.670	0	0	128.000	128.000	4.420	4.420	

4.8. Rumore e vibrazioni

Le principali sorgenti di rumore presso l'Impianto Turbogas di Giugliano sono costituite dai quattro gruppi turbogas, normalmente in esercizio solamente nel periodo di riferimento diurno (dalle 6:00 alle 22:00) e in occasione di particolari richieste di energia dalla rete elettrica nazionale.

Allo stato attuale il Comune di Giugliano non ha ancora provveduto alla zonizzazione acustica del proprio territorio, pertanto il documento di valutazione del rumore presentato dal Gestore è stato predisposto, per quanto riguarda la metodologia utilizzata e la valutazione dell'impatto acustico,



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

applicando la Legge 447/95 e i relativi decreti attuativi, mentre il confronto dei limiti di inquinamento ambientale è stato effettuato ai sensi del DPCM 01.03.1991.

La Relazione presentata dal Gestore in Allegato B.24 riassume le indagini e misurazioni eseguite dal 1991 al 2006; non sono, tuttavia, disponibili i dati relativi alle singole campagne di misura effettuate.

Le valutazioni acustiche sono state effettuate con i gruppi in esercizio a pieno carico (secondo necessità della rete), senza considerare i tempi di fermata dell'impianto e ipotizzando un funzionamento continuo 24 ore su 24, 7 giorni alla settimana e 365 giorni all'anno.

La Relazione conclude come di seguito riportato:

“Non è stata effettuata la zonizzazione acustica nel comune di Giugliano, per cui i dati rilevati saranno confrontati con i limiti presenti nel DPCM 1 marzo 1991.

Attraverso data base di macchinario uguale e calcoli matematici si è risaliti al rumore generato ad 1 m dalle macchine.

Verificato analiticamente il processo di decadimento nello spazio e confrontati i valori trovati con i dati presenti (su RT) presso i recettori sensibili si è prodotta una tabella riassuntiva, la quale viene allegata al documento.

Il valore massimo di rumore ambientale in Leq valutato come La (immissione), valutato dalle relazioni tecniche analizzate, in prossimità del confine di proprietà di aree sensibili risulta essere :

- *Leq : 57,5 dB(A) (punto P 3)*

In base ai risultati ottenuti e visti i limiti legislativi validi per tutto il territorio nazionale, non sono superati i valori ambientali diurni; comunque se l'impianto funzionasse anche nel periodo notturno non si verrebbero a superare i limiti imposti dalla legislazione vigente.”

Il Gestore ha, inoltre, fornito una Relazione tecnica relativa ad ulteriori misurazioni effettuate in data 23.09.2008, nelle condizioni di esercizio concesse dalla rete, con tre gruppi in esercizio nelle seguenti condizioni:

TG1 = 65 MW; TG2 = 65 MW; TG4 = 50 MW.

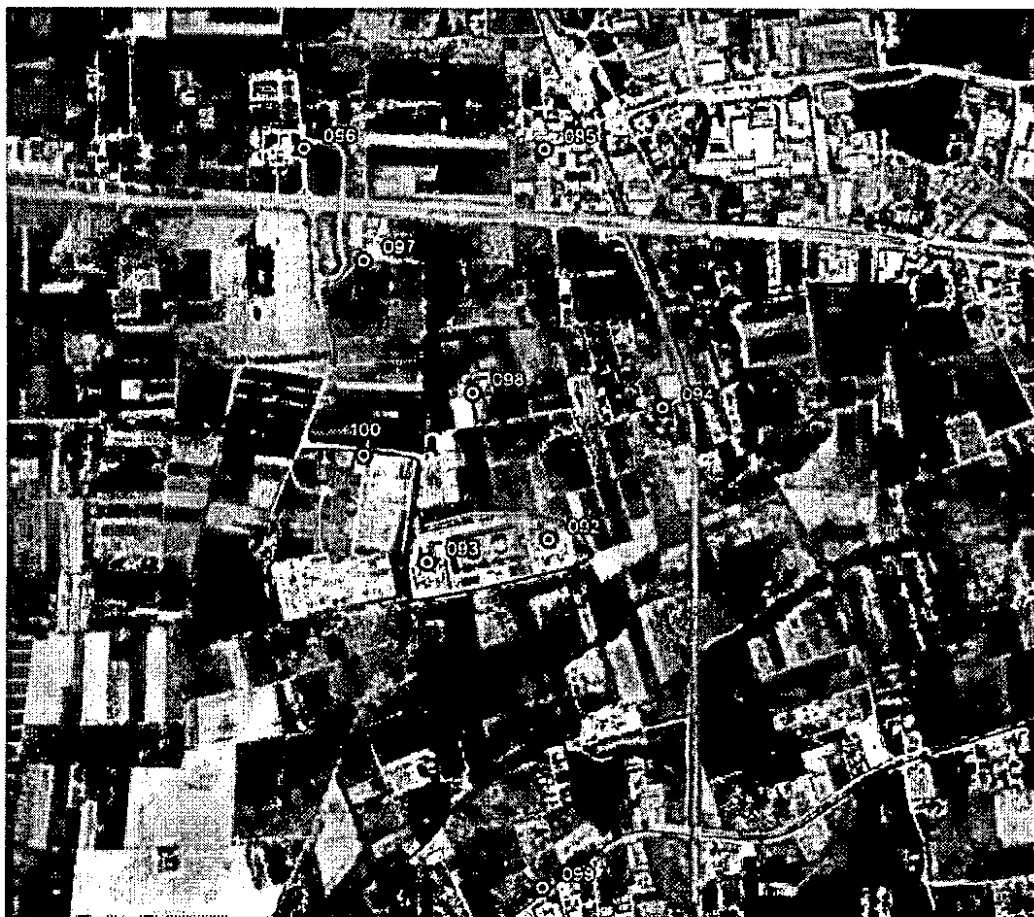
Le analisi sono state effettuate non valutando i tempi di non funzionamento, ma considerando conservativamente l'impianto in marcia per 24 ore su 24, 7 giorni alla settimana, 365 giorni all'anno.

Le misurazioni sono state effettuate sui 9 punti indicati nella figura sotto riportata, individuati sulla base dei seguenti criteri:

- sulla base di indagini preliminari in loco, includendo tutte le aree ove si aveva interesse a determinare l'entità dei livelli di pressione sonora (recettori sensibili);
- verificando le possibilità di accesso alle proprietà delle abitazioni più vicine alla stazione ed al perimetro esterno dell'impianto (confine).



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)



Poiché il Comune di Giugliano non ha ancora provveduto alla zonizzazione acustica del proprio territorio e poiché l'area in esame non è inserita tra le zone particolari del piano regolatore (zona A e zona B), i risultati ottenuti sono stati confrontati con i limiti validi per *“Tutto il territorio nazionale”*.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

La seguente tabella riporta i risultati ottenuti in occasione delle misurazioni effettuate il 23.09.2008:

Posizione	La dB(A) ambientale	Lr dB(A) residuo	Limiti emissione diurno Leq dB(A)	Limiti emissione notturno Leq dB(A)
092	70,5 (pressione sonora massima in corrispondenza della sorgente interna)		70	60
093	74,0 (pressione sonora massima in corrispondenza della sorgente interna)		70	60
094	45,0	41,5	70	60
095	58,0	58,0	70	60
096	53,5	53,5	70	60
097	54,0	54,0	70	60
098	46,0	42,0	70	60
099	57,5	57,5	70	60
100	56,0	56,0	70	60

La Relazione conclude come di seguito riportato:

“Non è stata effettuata la zonizzazione acustica nel comune di Giugliano, per cui i dati rilevati saranno confrontati con i limiti presenti nel DPCM 1 marzo 1991.

Il valore massimo di rumore ambientale La (livello di pressione sonora ambientale), rilevato, in prossimità del confine di proprietà ENEL e quindi, nella peggiore delle ipotesi, di aree sensibili risulta essere :

- *Leq 46,0 dB(A) (punto 098)*
- *Leq 45,0 dB(A) (punto 094)*

In altri punti, a distanze maggiori (300-400 metri) i livelli di rumorosità scendono di ampiezza in maniera evidente, assumendo valori dello stesso ordine di grandezza del rumore residuo prodotto dalle attività antropiche presenti sul territorio.

In base ai risultati ottenuti e visti i limiti legislativi validi per tutto il territorio nazionale, non sono superati i valori ambientali diurni; comunque se l'impianto funzionasse anche nel periodo notturno non si verrebbero a superare i limiti imposti dalla legislazione vigente.”

Per quanto concerne le vibrazioni, il Gestore ne esclude la presenza.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

4.9. Suolo, sottosuolo ed acque sotterranee

Il Gestore ha dichiarato che l'attività non presenta impatti sulle componenti suolo, sottosuolo e acque sotterranee e non fornisce altre informazioni a riguardo.

4.10. Odori

Il Gestore ha escluso la presenza di odori derivanti dall'attività della centrale.

4.11. Altre forme di inquinamento

Il Gestore ha dichiarato nella scheda B.16 quanto segue:

“Attualmente sull'impianto non sono presenti altre fonti di inquinamento quali amianto, PCB/PCT, etc.

In merito all'inquinamento elettromagnetico si precisa che campi elettrici e campi magnetici che si generano nel funzionamento delle macchine e delle apparecchiature elettriche a corrente alternata alla frequenza di 50 oscillazioni al secondo (50 Hz), in uso nell'impianto turbogas di Giugliano, rimangono confinati nell'intorno delle apparecchiature elettriche e lungo le linee di trasmissione.

L'entità del campo elettrico dipende essenzialmente dalla geometria delle installazioni, dalla distanza dal suolo e dal valore di tensione, invece l'entità del campo magnetico dipende dalla intensità della corrente elettrica che attraversa i conduttori. Entrambi i campi si riducono considerevolmente con la distanza dalle installazioni elettriche.”

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

5.1. Introduzione

L'Impianto turbogas di Giugliano è ubicato nell'immediato entroterra campano della provincia di Napoli, nella zona centrale del territorio comunale di Giugliano in Campania, a ridosso del confine con il Comune di Qualiano.

L'Impianto, distante circa 15 km dal capoluogo comunale e circa 40 km da quello regionale e provinciale, risulta agevolmente collegato alle reti nazionali di mobilità pubblica stradale grazie alla vicina arteria di S.S. n. 162, collegata al casello autostradale A1 (uscita Afragola), e allo scalo ferroviario della vicina Stazione di Giuliano-Qualiano.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

La seguente figura mostra la posizione dell'Impianto, individuato con il cerchio rosso.



La proprietà, interamente utilizzata dalla Società ENEL Produzione S.p.A. per lo svolgimento di attività relative alla produzione di energia elettrica, ha una superficie di circa 82.232 m² pressoché pianeggiante (quota media s.l.m. + 45,20 m), di cui 8.195 m² sono coperti, 41.137 m² sono scoperti e pavimentati, 32.700 m² sono scoperti e non pavimentati.

Il Comune di Giugliano in Campania è dotato di Piano Regolatore Generale (PRG) in vigore dall'anno 1985. Nonostante la costruzione dell'Impianto Turbogas sia stata autorizzata negli anni '80, secondo le allora vigenti normative, e dunque prima dell'entrata in vigore del PRG suddetto, la relativa intera superficie risulta essere ancora classificata come zona E1 – Agricola normale.

Il reticolo viario presente all'interno dell'area è costituito da viabilità secondaria comunale e poderale, mentre non si rivelano importanti corsi d'acqua se non un piccolo torrente presente nella parte marginale sud denominato Cavone-Croccone.

La porzione territoriale è totalmente classificata dal PRG come zona E1 – Zona agricola normale – salvo una piccola area inserita nella parte nord classificata come zona F4 – zona di servizio mercato ortofrutticolo -.

In merito a tali zone, le Norme Tecniche di Attuazione allegate al PRG stabiliscono che:

- nelle Zone E1 possono essere effettuate attività e costruiti manufatti e impianti connessi alla lavorazione, alla trasformazione e alla conservazione dei prodotti agricoli; tali interventi sono assentibili mediante semplice Permesso per Costruire;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

- nelle zone F4 possono essere realizzati interventi di edilizia di supporto per le attività connesse a quelle del mercato ortofrutticolo; tali interventi sono assentibili mediante Piano particolareggiato o lottizzazione convenzionata.

Dal sito *web* della Provincia di Napoli risulta che, con Delibere n. 1091 del 17.12.2007 e n. 747 del 08.10.2008, è stata approvata la proposta di **Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)**, predisposto ai sensi della L.R. del 22.12.2004, n. 16 "*Norme sul governo del territorio*".

Il PTCP deve:

- a) individuare gli elementi costitutivi del territorio provinciale, con particolare riferimento alle caratteristiche naturali, culturali, paesaggistico-ambientali, geologiche, rurali, antropiche e storiche dello stesso;
- b) fissare i carichi insediativi ammissibili nel territorio, al fine di assicurare lo sviluppo sostenibile della Provincia in coerenza con le previsioni del PTR;
- c) definire le misure da adottare per la prevenzione dei rischi derivanti da calamità naturali;
- d) dettare disposizioni volte ad assicurare la tutela e la valorizzazione dei beni ambientali e culturali presenti sul territorio;
- e) indicare le caratteristiche generali delle infrastrutture e delle attrezzature di interesse intercomunale e sovracomunale;
- f) incentivare la conservazione, il recupero e la riqualificazione degli insediamenti esistenti.

La legge sopra citata prevede che la pianificazione territoriale provinciale si realizzi mediante il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) e i Piani Settoriali Provinciali (PSP).

Il PTCP contiene disposizioni di carattere "strutturale" ed altre di carattere "programmatico". Le disposizioni strutturali contengono:

- a) l'individuazione delle strategie della pianificazione urbanistica;
- b) gli indirizzi e i criteri per il dimensionamento dei piani urbanistici comunali, nonché l'indicazione dei limiti di sostenibilità delle relative previsioni;
- c) la definizione delle caratteristiche di valore e di potenzialità dei sistemi naturali e antropici del territorio;
- d) la determinazione delle zone nelle quali è opportuno istituire aree naturali protette di interesse locale;
- e) l'indicazione, anche in attuazione degli obiettivi della pianificazione regionale, delle prospettive di sviluppo del territorio;
- f) la definizione della rete infrastrutturale e delle altre opere di interesse provinciale nonché dei criteri per la localizzazione e il dimensionamento delle stesse, in coerenza con le analoghe previsioni di carattere nazionale e regionale;
- g) gli indirizzi finalizzati ad assicurare la compatibilità territoriale degli insediamenti industriali.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Le disposizioni programmatiche disciplinano le modalità e i tempi di attuazione delle disposizioni strutturali, definiscono gli interventi da realizzare in via prioritaria e le stime di massima delle risorse economiche da impiegare per la loro realizzazione e fissano i termini, comunque non superiori ai diciotto mesi, per l'adeguamento delle previsioni dei piani urbanistici comunali alla disciplina dettata dal PTCP.

Inoltre, la L.R. n. 16/2004 assegna al PTCP valore e portata di piano regolatore delle aree e dei consorzi industriali di cui alla legge regionale 13 agosto 1998, n. 16.

Secondo quanto indicato dalle Tavole allegate al PTCP, l'area sulla quale sorge l'Impianto Turbogas di Giugliano non è soggetta a vincoli di alcun tipo ed è classificata:

- "aree agricole" dalla Tav. A.01.0 *Organizzazione del Territorio attuale*,
- "tessuto urbano" dalle Tav. A.04.0 *Carta delle risorse naturalistiche ed agroforestali*, Tav. P.01.1 *Struttura ambientale, funzionale, storica*, Tav. P.03.1 *Individuazione parchi provinciali e proposte di ampliamento parchi regionali*,
- "aree urbane" dalla Tav. P.02.0 *Quadro strategico*,
- "poli specialistici produttivi" dalla Tav. P.03.0 *Organizzazione complessiva del territorio*, Tav. P.08.0 *Aree programma*,
- "aree specialistiche" dalla Tav. P.04.0 *Nodi e reti per la connettività territoriale*,
- "impianti tecnologici" soggetti all'art. 57 delle Norme Tecniche di attuazione dalle Tav. P.06.2 *Disciplina del territorio* e Tav. P.07.9 *Disciplina del territorio e del paesaggio*.

Nelle altre Tavole allegate al PTCP l'area in esame non è classificata.

L'art 57 delle Norme Tecniche di attuazione del PTCP prescrive:

"Impianti tecnologici di interesse provinciale e/o sovracomunale

- 1 *Per la realizzazione e l'adeguamento degli impianti tecnologici il PTCP rimanda alla normativa vigente in materia."*

5.2. Aria

La Regione Campania ha predisposto il **Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria**, datato Novembre 2005, redatto in conformità ai dettami legislativi emanati con Decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio 1 Ottobre 2002, n. 261 *"Regolamento recante le direttive tecniche per la valutazione preliminare della qualità dell'aria ambiente, i criteri per l'elaborazione del piano e dei programmi di cui agli articoli 8 e 9 del D. Lgs. n. 351 del 4 agosto 1999"*; tale Piano è stato approvato, con emendamenti, dal Consiglio Regionale della Campania nella seduta del 27 Giugno 2007.

La valutazione della qualità dell'aria a scala locale su tutto il territorio regionale, e la successiva zonizzazione, è stata effettuata basandosi in primo luogo sui risultati del monitoraggio della qualità dell'aria, e, conseguentemente, integrando questi dati con una metodologia innovativa che, sulla



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

base di elaborazioni statistiche e modellistiche, porta ad una stima delle concentrazioni di inquinanti dell'aria su tutto il territorio della regione. Ai sensi degli articoli 4 e 5 del D.Lgs n. 351 del 4.08.1999, la valutazione è stata svolta relativamente ai seguenti inquinanti: ossidi di zolfo, ossidi di azoto, particelle sospese con diametro inferiore ai 10 µm, monossido di carbonio e benzene.

L'analisi dei dati della qualità dell'aria, emersi in occasione delle campagne di monitoraggio effettuate da ARPAC, consente di affermare (come espressamente riportato dal Piano Regionale) quanto segue:

- la qualità dell'aria con riferimento al biossido di azoto nelle aree urbane non presenta segnali rilevanti di miglioramento né con riferimento alla media oraria né con riferimento alla media annuale, ed è fortemente critica;
- con riferimento alle particelle sospese con diametro inferiore ai 10 µm (PM10) il monitoraggio rileva una situazione critica sia in riferimento alla media annuale che al numero di superamenti della media giornaliera;
- la qualità dell'aria con riferimento allo smog fotochimico (ozono) è critica sia nelle aree urbane che nelle aree suburbane e rurali.

Il Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria classifica l'area in cui sorge l'impianto turbogas di Giugliano *Zona di risanamento - Area Napoli - Caserta*.

Al riguardo si precisa che nel Piano medesimo sono definite "zone di risanamento" quelle zone in cui almeno un inquinante supera il limite più il margine di tolleranza fissato dalla legislazione.

Per il comune di Giugliano in Campania viene indicato il superamento dei limiti in relazione ai seguenti inquinanti: C6H6, NO2, PM10.

Inoltre, le più elevate concentrazioni di inquinanti al suolo (calcolate mediante la modellistica sopra citata) di ossidi di azoto, ossidi di zolfo e particelle sospese con diametro inferiore a 10 µm, nell'area Napoli - Caserta si rilevano in prossimità del centro urbano, delle principali sorgenti industriali e nell'area portuale.

Si evidenzia che tra gli obiettivi del Piano regionale è indicato quello di conseguire, entro il 2010 nelle zone definite di risanamento, il rispetto degli obiettivi di qualità dell'aria, stabiliti dalle più recenti normative europee con riferimento ai seguenti inquinanti: ossidi di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio, particelle sospese con diametro inferiore ai 10 µm, benzene, atteso che con riferimento alle emissioni industriali ed agli inquinanti primari principali, in conseguenza della ricorrente situazione di inserimento delle attività industriali in aree urbane, risulta cruciale intervenire mediante l'applicazione delle migliori tecnologie disponibili previste dalla nuova legislazione (direttiva IPPC).

A tal fine il Piano prevede, tra l'altro, le seguenti misure, applicabili a tutto il territorio regionale e con priorità in termini temporali e finanziari alle zone di risanamento (tra cui la Zona - Area Napoli e Caserta):

- Divieto di incremento delle emissioni dei singoli inquinanti per gli impianti di combustione per uso industriale di cui all'art.2 del D.P.C.M. 8/2/02 per le zone "di risanamento" nell'ambito delle procedure di autorizzazione alle emissioni in atmosfera (ex DPR 203/88) (SO_x, NO_x, CO₂, PM₁₀);
- Divieto dell'utilizzo di combustibili liquidi con tenore di zolfo superiore allo 0,3% negli impianti di combustione industriale con potenza termica non superiore a 3 MW delle zone



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

"di risanamento" ai sensi dell'art. 4 comma 2 del D.P.C.M. 8/2/02 a partire dal 1 settembre 2009 (SO_x, NO_x, CO₂, PM₁₀).

Si ricorda, infine, che in un recente progetto di decisione sulla notifica da parte dell'Italia di una deroga all'obbligo di applicare i valori limite per il PM10 di cui all'allegato XI della direttiva 2008/50/CE in 12 zone considerate per la qualità dell'aria in Campania, Puglia e Sicilia, la Commissione Europea ha sollevato obiezioni con riferimento ai valori limite giornaliero ed annuale nella Zona di Risanamento – Area Napoli e Caserta.

5.3. Acque superficiali e sotterranee

Con Delibera del Comitato Istituzionale n. 11 del 10.05.2002 è stato adottato il **Piano Stralcio dell'Assetto Idrogeologico (PAI)**, approvato con Delibera della Giunta Regionale della Campania n. 4797 del 25.10.2002. Dalle Tavole allegate al PAI (Tavv. n. 447060) risulta che l'area su cui sorge l'Impianto Turbogas di Giugliano non è classificata zona a rischio di esondazione e alluvione, né zona a rischio di frane.

5.4. Suolo e sottosuolo

La Regione Campania è dotata di un *Piano Regionale di Bonifica dei Siti Inquinati* elaborato dall'ARPA Campania e datato 03.03.2005. In particolare, le Norme di attuazione del citato Piano hanno le seguenti finalità:

- ♦ definire i criteri e le procedure da seguire per l'inserimento di un sito all'interno del Censimento dei Siti Potenzialmente Inquinati,
- ♦ istituire l'Anagrafe dei siti da bonificare, disciplinandone la gestione e le competenze,
- ♦ definire i criteri e le procedure per l'adozione del Piano Regionale di Bonifica delle Aree Inquinata e per il suo aggiornamento periodico e la successiva gestione,
- ♦ definire i criteri per la gestione dei siti inquinati e indicare procedure per l'individuazione delle tipologie di progetti di bonifica non soggetti ad approvazione preventiva,
- ♦ specificare le competenze, già individuate dalla normativa nazionale, dei vari soggetti pubblici e privati e le funzioni che sono chiamati a svolgere per rispondere alle esigenze del Piano,
- ♦ individuare le disposizioni finanziarie a supporto delle attività di bonifica.

Dal sito *web* di ARPA Campania risultano individuati, come siti contaminati, esclusivamente i Siti di Interesse Nazionale indicati al successivo § 5.7.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

5.5. Rumore e vibrazioni

Il Comune di Giugliano non ha ancora provveduto alla zonizzazione acustica del proprio territorio. L'area in esame non è inserita tra le zone particolari del piano regolatore (zona A e zona B).

5.6. Aree soggette a vincolo

Dal sito *web* della Regione Campania risulta che, con Delibera n. 287 del 25.02.2005, è stata adottata la **Proposta di Piano Territoriale Regionale (PTR)**, predisposto ai sensi della L.R. del 22.12.2004, n. 16 "*Norme sul governo del territorio*".

Il Piano territoriale regionale della Campania si propone come un piano di inquadramento, di indirizzo e di promozione di azioni integrate. Al fine di ridurre le condizioni di incertezza, in termini di conoscenza e interpretazione del territorio per le azioni dei diversi operatori istituzionali e non, il PTR ha elaborato cinque Quadri Territoriali di Riferimento utili ad attivare una pianificazione d'area vasta concertata con Province e Soprintendenze che definisce contemporaneamente anche gli indirizzi di pianificazione paesistica.

I cinque Quadri Territoriali di Riferimento sono i seguenti:

1. il Quadro delle reti, quali la rete ecologica, la rete dell'interconnessione (mobilità e logistica) e la rete del rischio ambientale che attraversano il territorio regionale;
2. il Quadro degli ambienti insediativi, individuati in numero di nove in rapporto alle caratteristiche morfologico-ambientali e alla trama insediativa. Tale parte del PTR risponde a quanto indicato al punto 3 lettera b, c ed e dell'art. 13 della L.R. n. 16/2004 che prevede che il PTR dovrà definire:
 - gli indirizzi per lo sviluppo del territorio e i criteri generali da rispettare nella valutazione dei carichi insediativi ammissibili sul territorio,
 - gli elementi costitutivi dell'armatura urbana territoriale alla scala regionale,
 - gli indirizzi per la distribuzione degli insediamenti produttivi e commerciali;
3. il Quadro dei Sistemi Territoriali di Sviluppo (STS), individuati in numero di 45. Tale parte del PTR risponde a quanto indicato al punto 2, lettera a e c, dell'art. 13 della L.R. n. 16/2004, la quale prevede che il PTR dovrà individuare:
 - gli obiettivi d'assetto e le linee di organizzazione territoriale, nonché le strategie e le azioni volte alla loro realizzazione,
 - indirizzi e criteri di elaborazione degli strumenti di pianificazione provinciale e per la cooperazione istituzionale;
4. il Quadro dei campi territoriali complessi (CTC). Tale parte del PTR risponde a quanto indicato al punto 3, lettera f, dell'art. 13 della LR 16/2004, la quale prevede che il PTR dovrà rispettivamente definire gli indirizzi e i criteri strategici per le aree interessate da intensa trasformazione ed elevato livello di rischio;



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

5. il Quadro delle modalità per la cooperazione istituzionale tra i comuni minori e delle raccomandazioni per lo svolgimento di buone pratiche.

Dalle Tavole allegate alle *Linee Guida per la Pianificazione Territoriale Regionale* risulta che l'area su cui sorge l'Impianto Turbogas di Giugliano non è soggetta ad alcun vincolo.

5.7. Siti di Interesse Nazionale (SIN)

I siti di bonifica di interesse nazionale della Regione Campania sono i seguenti:

- ◆ Napoli Orientale (Legge n. 426 del 1998),
- ◆ Litorale Domitio Flegreo ed Agro Aversano (Legge n. 426 del 1998),
- ◆ Napoli-Bagnoli Coroglio (Legge n. 388 del 2000),
- ◆ Aree del Litorale Vesuviano (Legge n. 179 del 2002),
- ◆ Bacino idrografico del fiume Sarno (Legge n. 266 del 2005),
- ◆ Pianura (D.M. 11 aprile 2008).

Nessuna delle zone sopra indicate interessa l'area su cui sorge l'Impianto Turbogas di Giugliano.

6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA DI AIA

Il Gestore non propone modifiche rispetto alla situazione descritta come attuale al momento di presentazione della domanda di AIA (Settembre 2006).

7. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI

L'istruttoria condotta dal Comitato Tecnico Regionale della Regione Campania ai sensi dell'art. 21 del DLgs 334/1999 sull'aggiornamento del Rapporto di Sicurezza del 2006, si è conclusa con la relazione prot. n. 0004998, del 03.07.2008.

Dalla suddetta relazione emerge che presso l'impianto risulta superata la soglia della colonna 3, parte 2, Allegato I, parte 1 "Sostanze specificate" relativamente alla riga "Prodotti petroliferi", pari a 25.000 t, e che, pertanto, l'attività risulta soggetta all'art. 8 del DLgs 334/1999.

Per quanto concerne la compatibilità territoriale e ambientale dello stabilimento, la relazione riporta quanto segue:

"Compatibilità territoriale e ambientale dello stabilimento

Visti i valori delle distanze di danno [ndr: rilasci di energia da pool fire], che, computate da bordo pozza, eccedono limitatamente i confini dello stabilimento, e la destinazione d'uso delle aree interessate – adibite ad uso agricolo e prive di abitazioni – si ricava la



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

compatibilità territoriale dello stabilimento in applicazione del Decreto del Ministero dei Lavori Pubblici 9 maggio 2001 recante "Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante".

In merito alla compatibilità ambientale da valutare in conseguenza dello sversamento non infiammato di sostanze caratterizzate da frasi di rischio R51/53, il gestore ha chiarito che il danno derivante può essere ascritto nella categoria di "danno significativo", come definito al punto 6.3.3. dell'allegato al citato DM 9.5.2001, cioè di danno per il quale il ripristino ambientale può essere portato a conclusione presumibilmente nell'arco di due anni dall'inizio degli eventi.

In merito alle future edificazioni, anche a carattere industriale, commerciale o artigianale, che dovessero essere pianificate nella zona del Comune di Giugliano interessata dalla presenza dello stabilimento del quale si tratta, si precisa che – qualora non sia stata adottata la specifica variante urbanistica – le relative concessioni e autorizzazioni edilizie, ai sensi dell'art. 5 comma 4 del DM LL.PP. 9.5.2001, dovranno essere sottoposte al parere del Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi della Campania."

Nelle conclusioni la relazione prescrive quanto segue:

"Il gestore dovrà inoltre provvedere ... a stipulare un contratto con una ditta specializzata con il quale assicurare il rapido intervento della stessa in caso di sversamento di prodotto inquinante non infiammato in area permeabile.

Si stabilisce nel 30 Settembre 2008 il termine entro il quale deve essere prodotta al Comitato Tecnico Regionale di Prevenzione Incendi della Campania e al Comando Provinciale dei VVF di Napoli tale documentazione integrativa ...".

A tale proposito il Gestore ha dichiarato i seguenti estremi del contratto in corso di validità, stipulato per assicurare il rapido intervento in caso di emergenze: contratto n. 840010063 del 17.03.2009, valido fino al 17.03.2012; ditta appaltatrice Tortora Vittorio S.r.l. di Nocera Inferiore (SA).

La verifica ispettiva condotta ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs n. 334/1999 si è conclusa con il *Rapporto Finale di Ispezione* del Gennaio 2009, da cui emerge che il 29.08.2008 ENEL ha trasmesso agli organi competenti l'avvenuta riduzione della capacità di stoccaggio del gasolio da 25.924 t a 24.370 t. Conseguentemente, da tale data la centrale di Giugliano è soggetta ai disposti normativi degli articoli 6 e 7 del D.Lgs n. 334/1999, ma non più all'art. 8 del medesimo decreto.

Il Gestore ha dichiarato che l'impianto dispone di CPI rilasciato dal Comando Provinciale dei VVF di Napoli per le attività nn. 63, 17, 64 e 15 di cui al DM 16.02.1982, valido sino all'11.02.2011.

Il Gestore ha fornito l'Allegato D.11, *Analisi di rischio*, nel quale individua gli eventi incidentali potenziali della centrale di Giugliano sulla base delle sostanze presenti, delle operazioni eseguite e del numero di eventi analoghi accaduti nell'impianto in esame o su altri impianti simili di proprietà ENEL Produzione S.p.A..



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

La seguente tabella mostra l'esito delle valutazioni effettuate dal Gestore sulla base di una suddivisione in 6 livelli di frequenza (F) e di gravità (G) dell'evento e, quindi, di una classificazione del rischio (R) da un minimo pari a 1 a un massimo pari a 36:

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	2	1	2
	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	2	1	2

Il Gestore ha concluso come di seguito riportato:

“Sulla base di tale valutazione che il livello di rischio rientra tra i valori 2 ÷ 3 (rischio non significativo) e pertanto ritenuto accettabile per tutti gli incidenti individuati.”

8. RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ

Con le integrazioni presentate in Maggio 2010, il Gestore ha fornito il *Piano di cessazione definitiva dell'attività di impianto*, recante le misure previste per l'ottimale ripristino del sito in caso di cessazione definitiva dell'attività dell'impianto turbogas di Giugliano, evitando qualsiasi rischio di contaminazione delle matrici ambientali.

Detto Piano riporta le fasi della dismissione ipotizzata e le prescrizioni operative di massima, precisando, tuttavia, che:

“Il dettaglio delle modalità operative (i mezzi, le specifiche installazioni della centrale destinate ad essere rimosse, il piano di campionamento delle matrici ambientali) potrà essere definito solo al momento della decisione di cessazione dell'attività commerciale.”

9. AUTORIZZAZIONI SOSTITuite

Nel rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, il GI ritiene che l'autorizzazione sostituita, secondo quanto previsto dal combinato disposto dall'art. 5 comma 18 e dall'allegato II del Decreto legislativo n. 59 del 2005, sia la seguente:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

- per quanto riguarda il **comparto aria**, l'AIA sostituisce le prescrizioni inerenti i limiti alle emissioni in atmosfera stabiliti dai Decreti del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 691658 del 30.11.1979 e n. 731675 del 19.10.1992.

10. CONSIDERAZIONI FINALI

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

- a) le dichiarazioni fatte e gli impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda della modulistica e relativi allegati;
- b) le ulteriori informazioni ricevute dal Gestore con gli allegati e le integrazioni successivi, nonché i chiarimenti e le informazioni aggiuntive dal Gestore medesimo fornite, anche in occasione degli incontri con il Gruppo Istruttore e su richiesta del G.I. medesimo;
- c) i risultati emersi nella fase istruttoriale del procedimento;
- d) la modifica alla domanda presentata dal Gestore con riferimento alla richiesta di AIA per un numero di ore non superiori a 500 in quanto impianto di emergenza;

atteso che

- è stato rilasciato il decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 691658 del 30.11.1979;
- è stato rilasciato il DEC/VIA/1156 del 24.06.1992, di compatibilità ambientale, con relativi prescrizioni e limiti;
- è stato rilasciato il decreto di autorizzazione del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 731675 del 19.10.1992;
- l'impianto è parzialmente adeguato alle MTD;
- il Ministero dello Sviluppo Economico con nota prot. 0010128 del 18/06/2010 ha dichiarato che la tipologia di impianto è asservita alla regolazione di esercizio ed è necessaria per le condizioni di emergenza;

PROPONE ALL'AUTORITA' COMPETENTE

di provvedere al rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta con le prescrizioni di seguito indicate.

11. PRESCRIZIONI

Il Gruppo Istruttore ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo e le particolari condizioni di esercizio nonché le relative tecniche di trattamento degli inquinanti, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005 se saranno rispettate le prescrizioni e i valori limite di emissione (VLE) di inquinanti di seguito riportati ed il cronoprogramma indicato al paragrafo 16.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

I VLE e le prescrizioni contenuti nel presente parere istruttorio sono stati formulati con riferimento ai criteri del D.Lgs n. 59/05 e del D.Lgs n. 152/06.

Nelle more dell'adeguamento alle MTD di settore e/o della dismissione, il Gestore dovrà rispettare i vigenti limiti di emissione in atmosfera previsti dal D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. e dal DEC/VIA/1156 del 24.06.1992.

Restano valide le prescrizioni contenute nel DEC/VIA/1156 del 24.06.1992 e le norme settoriali pertinenti, tra cui quelle di cui al D.Lgs n. 152/06.

11.1 Capacità produttiva

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata nella domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale di 1.280 MWt, presentata in data 28.09.2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-0025310 del 04.10.2006 e nella successiva documentazione integrativa prodotta.

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

Tutte le procedure indicate dal Gestore nella domanda s'intendono esplicitamente prescritte al Gestore.

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

11.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime

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

- **gasolio autoil**

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

11.3. Emissioni in aria

ENEL (nota Enel-PRO-24/11/2009-0043850) ha richiesto l'AIA per impianti turbogas di punta, tra cui quello di Giugliano, alimentati a metano o gasolio, funzionanti meno di 500 ore/anno ed il Ministero dello Sviluppo Economico ha confermato che l'impianto è essenziale per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale, rientri nella classificazione di impianti di emergenza e, in quanto tale, sia dispensato dall'applicazione dei limiti alle emissioni in atmosfera, derivando le garanzie di tutela ambientale direttamente dal tipo di combustibile e dall'esiguo numero di ore di funzionamento. Da detta opinione Enel trae la conclusione che all'impianto in esame non vadano



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

applicare le limitazioni alle emissioni in atmosfera previste dalle MTD, e che il procedimento di rilascio dell'AIA, ferma restando la valutazione degli altri comparti ambientali, non debba prevedere limitazioni alle emissioni in atmosfera.

Il MISE, inoltre, 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 dalla Centrale oggetto del presente procedimento per la tenuta in sicurezza del sistema elettrico nazionale, "in quanto non risulta possibile prescindere dalle funzioni di bilanciamento, regolazione e start-up assicurate al momento dagli impianti turbogas di cui trattasi", confermando "la disponibilità ad aggiornare, con cadenza annuale e con il supporto tecnico dell'analisi di Terna, l'elenco degli impianti aventi le caratteristiche di essenzialità nel senso sopra esposto" e specificando, altresì, che "relativamente al problema più generale della valenza delle singole 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."

Il Gestore, con le integrazioni fornite nel mese di febbraio 2010 ed acquisite con nota CIPPC 00-2010-0000514 del 18.03.2010, ha chiesto di essere autorizzato ad esercire l'impianto per non più di 500 ore/anno per gruppo.

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

11.3.a. Emissioni convogliate

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

Sull'impianto sono, inoltre, presenti i seguenti punti di emissioni in atmosfera che, per la loro natura e quantità, il Gestore ritiene classificabili come poco significativi:

- a) emissioni di 4 motori *diesel* di lancio dei gruppi di produzione: motori alimentati a gasolio da 3.200 Hp utilizzati in fase di avviamento per la messa in rotazione, fino alla velocità di auto sostentamento, dei gruppi di produzione; il funzionamento del motore di lancio è di circa 15 minuti per ogni avviamento;
- b) emissione di 2 motori *diesel* dei gruppi elettrogeni di emergenza: motori alimentati a gasolio di 750 kW di potenza, destinati a fornire l'energia elettrica necessaria all'avviamento dell'impianto nel caso di totale assenza di energia esterna (*blackout*);
- c) emissioni delle motopompe antincendio: motori da 640 Hp ciascuno, alimentati a gasolio, a servizio dell'impianto antincendio generale dell'impianto.

Le tipologie di emissioni indicate ai superiori punti b) e c) derivano da impianti non sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in quanto, trattandosi di impianti di emergenza, sono compresi nell'elenco di cui all'art. 269, comma 14, lettera i del D.Lgs n. 152/2006.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Per quanto concerne i motori diesel di lancio dei turbogruppi (punto a)), caratterizzati da un tempo di funzionamento molto ridotto, deve essere considerato, per analogia, quanto previsto alla lettera h del citato comma 14 dell'art. 269, D.Lgs n. 152/2006.

Con riferimento alle emissioni in atmosfera di tipo convogliato derivanti dal processo di combustione che avviene nei gruppi turbogas, convogliate in atmosfera attraverso i quattro camini E1, E2, E3 ed E4 - in considerazione anche della circostanza che l'impianto in questione insiste in un'area classificata *Zona di risanamento* dal Piano regionale di risanamento e mantenimento della qualità dell'aria della Regione Campania, degli obiettivi, delle risultanze e degli strumenti di detto Piano (specificati al paragrafo 5.2), delle indicazioni della Commissione Europea in precedenza ricordate, nonché dell'ulteriore circostanza che l'impianto si trova in prossimità di centri abitati - si prescrivono i limiti di seguito indicati.

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

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)

Emissione n. 1	Camino E1
Dimensioni camino	H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²
Coordinate	40°55'25,61''N 14°05'59,73''E
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 1
Portata*	813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)
Ore di funzionamento	122 h/anno 2005, 197 h/anno 2006, 173 h/anno 2007, 127 h/anno 2008
Monitoraggio in continuo	NO

Inquinanti emessi	Limite Prescritto (a)	Prestazioni attuali mg/Nm ³	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	90	354,5	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO	30	34,4	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂	10	16,2	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri	5	2,41	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-

* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali, è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi secca), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Emissione n. 2	Camino E2				
Dimensioni camino	H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²				
Coordinate	40°55'25,38''N 14°05'58,36''E				
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 2				
Portata*	813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)				
Ore di funzionamento	43 h/anno 2005, 124 h/anno 2006, 132 h/anno 2007, 91 h/anno 2008				
Monitoraggio in continuo	NO				
Inquinanti emessi	Limite Prescritto (a)	Prestazioni attuali mg/Nm ³	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
			% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	90	354,5	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO	30	34,4	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂	10	16,2	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri	5	2,41	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-

* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali, è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi secca), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Emissione n. 3	Camino E3				
Dimensioni camino	H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²				
Coordinate	40°55'27,74''N 14°06'12,70''E				
Unità di provenienza	Generazione energia elettrica gruppo 3				
Portata*	813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)				
Ore di funzionamento	124 h/anno 2005, 213 h/anno 2006, 109 h/anno 2007, 32 h/anno 2008				
Monitoraggio in continuo	NO				
Inquinanti emessi	Limite Prescritto (a)	Prestazioni attuali (1994) mg/Nm ³ (*)	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/1156 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
			% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	90	410,00 ÷ 486,00 ⁽¹⁾ (come NO ₂)	500	600 (punto 4, parte III dell' Allegato I alla parte V)	-
CO	30	0 ÷ 4,5 ⁽¹⁾	-	100 (punto 4, parte III dell' Allegato I alla parte V)	-
SO ₂	10	76 ÷ 160 ⁽¹⁾	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell' Allegato I alla parte V)	-
polveri	5	2,7 ÷ 4,1 ⁽²⁾	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell' Allegato I alla parte V)	-
* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi <u>secca</u>), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.					
(1) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. GI00317TSIPE287 del 25.11.1994 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG3 in data 21, 22, 23, 27 e 28.06.1994, durante il periodo di messa a regime (potenza elettrica del gruppo variabile tra 84 e 89 MW).					
(2) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. GI00317TSIPE287 del 25.11.1994 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG3 in data 21, 22 e 28.06.1994, con il gruppo esercito alla potenza elettrica di 84 MW.					



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Emissione n. 4		Camino E4			
Dimensioni camino		H: 18,36 m Area sezione: 6,50 m²			
Coordinate		40°55'27,48''N 14°06'11,10''E			
Unità di provenienza		Generazione energia elettrica gruppo 4			
Portata*		813.000 Nm ³ /h (portata gas di combustione al carico nominale pari a 88,8 MWe)			
Ore di funzionamento		120 h/anno 2005, 200 h/anno 2006, 134 h/anno 2007, 73 h/anno 2008			
Monitoraggio in continuo		NO			
Inquinanti emessi	Limite Prescritto (a)	Prestazioni attuali (2009) mg/Nm ³	Limiti autorizzati (DM DEC/VIA/115 6 del 24.06.1992) mg/Nm ³	Limite DLgs 152/2006 mg/Nm ³	Valori Linee Guida mg/Nm ³
		% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%	% O ₂ rif. = 15%
NO _x	90	250,2 ÷ 354,5 ⁽¹⁾ (come NO ₂)	500	600 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
CO	30	34,4 ÷ 96,2 ⁽¹⁾	-	100 (punto 4, parte III dell'Allegato I alla parte V)	-
SO ₂	10	15,8 + 18,3 ⁽¹⁾	-	500 se flusso di massa ≥ 5 kg/h (tab.C, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
polveri	5	1,74 e 2,41 ⁽²⁾	25	50 se flusso di massa ≥ 0,5 kg/h 150 se flusso di massa ≥ 0,1 kg/h e < 0,5 kg/h (punto 5, parte II dell'Allegato I alla parte V)	-
<p>* La portata indicata dal Gestore oltre che riportata alle condizioni normali è da intendersi con detrazione del tenore di vapore acqueo (quindi <u>secca</u>), alla luce della definizione di portata volumetrica di cui al punto g) dell'art. 268 del D. Lgs. 152/06.</p> <p>(1) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le concentrazioni minima e massima riscontrate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG4 in data 5.11.2009, con il gruppo esercito a carico variabile fino al massimo disponibile, pari a 50 MW.</p> <p>(2) I dati sono tratti dal Relazione tecnica n. ASP09EMIRP057-00 del 14.11.2009 fornita dal Gestore; in tabella sono riportate le due concentrazioni rilevate durante le verifiche effettuate alle emissioni dal turbogruppo TG4 in data 5.11.2009, con il gruppo esercito a carico costante, pari a 50 MW.</p>					



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

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

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

Il Gestore ha dichiarato che il minimo tecnico dei gruppi corrisponde a 10MWe; sulla base dello stesso verrà modulato il PMC.

Relativamente alla frequenza delle misurazioni, vista la discontinuità nell'utilizzo delle turbine, si prescrive, che vengano eseguite con cadenza trimestrale, in condizioni stagionali diverse, per NO_x e CO, SO₂ e polveri. La verifica di conformità ai valori limite è effettuata secondo modalità e frequenze riportate nel piano di monitoraggio e controllo.

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

Altre prescrizioni

Fermo restando che, per quanto non espressamente specificato, rimangono validi i limiti di cui al D. Lgs n. 152/06., si prescrive il rispetto di quanto previsto dalla Sezione 6, Parte II, Allegato II, Parte V del DLgs 152/06 che prevede i seguenti valori limite di emissione per alcuni metalli¹ e loro composti²

Impianti di potenza termica nominale pari o superiore a 100 MW	
Inquinanti (metalli)	Valore limite di emissione³ [mg/Nm³]
Be[berillio]	0,05
Cd[cadmio] + Hg[mercurio] + Tl[tallio]	0,10
As[arsenico] + CrVI[cromo6] + Co[cobalto] + Ni[nichel] (frazione respirabile ed insolubile)	0,50
Se[selenio] + Te[tellurio] + Ni[nichel] (sotto forma di polvere)	1,00
Sb[antimonio] + CrIII[cromo3] + Mn[manganese] + Pd[palladio] + Pb[piombo] + Pt[platino] + Cu[rame] + Rh[rodio] + Sn[stagno] + V[vanadio]	5,00

¹ L'indeterminazione associata al termine metallo è qui superata dalla tabella che elenca esaustivamente le sostanze a cui si fa riferimento

² I valori limite del presente allegato non si applicano agli impianti che utilizzano esclusivamente combustibili gassosi oppure biomasse.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

11.3.b. Emissioni non convogliate

Il Gestore ha dichiarato che *“in generale, per le lavorazioni, i materiali e le sostanze utilizzate dall'impianto, si ritengono quantitativamente non significative le emissioni derivanti da fenomeni evaporativi e di volatilizzazione di composti potenzialmente presenti nella vasca di disoleazione, se non in relazione a situazioni di emergenza ipotizzabili solo teoricamente. Dal trattamento dei flussi derivanti dal drenaggio delle superfici potenzialmente inquinabili, non si rileva, infatti, la formazione di un carico inquinante superficiale flottante nel corso del tempo di residenza in vasca”*.

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

11.4. Emissioni in acqua

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

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

Con riferimento allo scarico SF1, si prescrivono come valori limite, quelli di cui alla tabella 3, dell'allegato 5 alla parte terza del D. Lgs 152/06, di seguito riportata, ricordando che - secondo quanto indicato dall'art. 101, comma 5, del D.Lgs n. 152/06 - i valori limite di emissione non possono in alcun caso essere conseguiti mediante diluizione con acque prelevate esclusivamente allo scopo e che non è, comunque, consentito diluire con acque di raffreddamento, di lavaggio o prelevate esclusivamente allo scopo gli scarichi parziali prima del trattamento, per adeguarli ai limiti previsti:

Denominazione scarico	SF1	
Tipologia scarico	scarico saltuario	
Tipologia acque	meteoriche e di lavaggio	
Corpo recettore	Collettore fognario consortile – Consorzio ASI di Napoli	
Coordinate	SF1: 40°55'24,14''N 14°06'01,81''E Punto di innesto collettore fognario: 40°55'22,90''N 14°05'56,88''E	
PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati
pH		5,5-9,5
Temperatura	°C	[1]
colore		non percettibile con diluizione 1:20
odore		non deve essere causa di molestie



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati
materiali grossolani		assenti
Solidi sospesi totali [2]	mg/l	≤80
BOD5 (come O2) [2]	mg/l	≤40
COD (come O2) [2]	mg/l	≤160
Alluminio	mg/l	≤1
Arsenico	mg/l	≤0,5
Bario	mg/l	≤20
Boro	mg/l	≤2
Cadmio	mg/l	≤0,02
Cromo totale	mg/l	≤2
Cromo VI	mg/l	≤0,2
Ferro	mg/l	≤2
Manganese	mg/l	≤2
Mercurio	mg/l	≤0,005
Nichel	mg/l	≤2
Piombo	mg/l	≤0,2
Rame	mg/l	≤0,1
Selenio	mg/l	≤0,03
Stagno	mg/l	≤10
Zinco	mg/l	≤0,5
Cianuri totali come (CN)	mg/l	≤0,5
Cloro attivo libero	mg/l	≤0,2
Solfuri (come H2S)	mg/l	≤1
Solfiti (come SO3)	mg/l	≤1
Solfati (come SO4)	mg/l	≤1000
Cloruri	mg/l	≤1200
Fluoruri	mg/l	≤6
Fosforo totale (come P) [2]	mg/l	≤10
Azoto ammoniacale	mg/l	≤15



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

PARAMETRI	unità di misura	Limiti DLgs 152/2006 (tabella 3 allegato 5 alla parte III) coincidenti con i limiti attualmente autorizzati
(come NH ₄) [2]		
Azoto nitroso (come N) [2]	mg/l	≤0,6
Azoto nitrico (come N) [2]	mg/l	≤20
Grassi e olii animali/vegetali	mg/l	≤20
Idrocarburi totali	mg/l	≤5
Fenoli	mg/l	≤0,5
Aldeidi	mg/l	≤1
Solventi organici aromatici	mg/l	≤0,2
Solventi organici azotati	mg/l	≤0,1
Tensioattivi totali	mg/l	≤2
Pesticidi fosforati	mg/l	≤0,10
Pesticidi totali (esclusi i fosforati)	mg/l	≤0,05
tra cui:	mg/l	
- aldrin	mg/l	≤0,01
- dieldrin	mg/l	≤0,01
- endrin	mg/l	≤0,002
- isodrin	mg/l	≤0,002
Solventi clorurati	mg/l	≤1
Saggio di tossicità acuta		il campione non è accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili uguale o maggiore del 50% del totale

(1) Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3 °C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1 °C. Per i laghi la temperatura dello scarico non deve superare i 30 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre 50 metri di distanza dal punto di immissione. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35 °C, la condizione suddetta è subordinata all'assenso del soggetto che gestisce il canale. Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35 °C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3 °C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

(2) Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue urbane valgono i limiti indicati in tabella 1 e, per le zone sensibili anche quelli di tabella 2. Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue industriali recapitanti in zone sensibili la concentrazione di fosforo totale e di azoto totale deve essere rispettivamente di 1 e 10 mg/l.

Con riferimento alla suddetta tabella, i parametri da monitorare e la relativa frequenza sono indicati nel PMC.

Si prescrive, inoltre, la predisposizione e l'attuazione di una procedura volta alla prevenzione di sversamenti accidentali e al contenimento del prodotto eventualmente sversato, al fine di impedire che lo stesso raggiunga la rete fognaria di stabilimento.

Oltre alle sopraindicate prescrizioni, il G.I. fa proprie tutte le ulteriori prescrizioni derivanti dal Decreto del Ministero dell'Ambiente n. DEC/VIA/1156 del 24.06.1992 in merito alle emissioni in acqua.

11.5. Emissioni sonore e vibrazioni

Le principali sorgenti di rumore presso l'Impianto Turbogas di Giugliano sono costituite dai quattro gruppi turbogas, normalmente in esercizio solamente nel periodo di riferimento diurno (dalle 6:00 alle 22:00) e in occasione di particolari richieste di energia dalla rete elettrica nazionale.

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

Il Gestore dal 1991 al 2006 ha effettuato indagini e misurazioni dalle quali è emerso che *il valore massimo di rumore ambientale in Leq valutato come La (immissione), valutato dalle relazioni tecniche analizzate, in prossimità del confine di proprietà di aree sensibili risulta essere:*

Leq.: 57,5 dB(A) (punto P 3).

In occasione di successive misurazioni, effettuate il 23.09.2008, sono emersi risultati indicati al paragrafo 4.8.

Si prescrive il rispetto dei limiti di accettabilità di cui all'art. 6 del DPCM del 01/03/1991, in funzione della classe di appartenenza ivi riportata, ed un controllo biennale dell'impatto acustico, da effettuarsi in accordo con l'Autorità di Controllo, come specificato nel PMC. Nel caso in cui il Comune si dotasse di zonizzazione acustica, dovranno essere rispettati i limiti e disposizioni di cui al DPCM del 14/11/1997.

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

11.6. Suolo e sottosuolo

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

Si prescrive quanto segue:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

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

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

La movimentazione e lo stoccaggio dei rifiuti deve avvenire in modo da evitare ogni contaminazione dei corpi idrici recettori, nonché la formazione di polveri nell'ambiente circostante.

Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

11.7. 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 intervengano modifiche nel processo di produzione che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

Nella seguente tabella sono descritte le tre aree dedicate al deposito temporaneo dei rifiuti prodotti:

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
1	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	9,50 m ³	38,0 m ²	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali pericolosi (es. residui contenenti amianto)
2	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	20 m ³	54,0 m ²	Area pavimentata e coperta da tettoia	Rifiuti speciali non pericolosi (es. rottami ferrosi, rifiuti assimilabili a urbani)
3	Deposito temporaneo rifiuti (sotto tettoia)	0,50 m ³	16,00 m ²	Area pavimentata	Rifiuti speciali pericolosi (es. oli esausti)



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)

La seguente tabella, riporta le tipologie e i quantitativi di rifiuti prodotti nell'anno di riferimento 2005 e la stima dei rifiuti prodotti alla capacità produttiva:

Codice CER e descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)		Fase di provenienza	Stoccaggio		
		Anno 2005	Capacità produttiva		N. area	Modalità	Destinazione
150203 <i>assorbenti, materiali filtranti stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 150202</i>	solido non polverulento	10.120	10.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	scatole in cartone	D15
160601* <i>batterie al piombo</i>	solido non polverulento	220	3.600	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	a senza imballaggio	R13
150103 <i>imballaggi in legno</i>	solido non polverulento	2.920	3.000	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	a senza imballaggio	R13
150110* <i>imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze</i>	solido non polverulento	2.160	2.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	buste in PVC pesante	D9
130307* <i>oli minerali isolanti e termoconduttori non isolati</i>	Liquido	2.150	2.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	3	cisterna	R13
170405 <i>ferro e acciaio</i>	solido non polverulento	23.340	25.000	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	rifiuto non transitante per il deposito temporaneo – carico e scarico contemporaneo	R13
200304 <i>fanghi dalle fosse settiche</i>	Liquido	50.360	52.000	servizi igienici	-	fossa settica	D9
130205* <i>scarti di oli per motori, ingranaggi e lubrificazione, non clorurati</i>	Liquido	-	7.600	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	3	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

Codice CER e descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (kg)		Fase di provenienza	Stoccaggio		
		Anno 2005	Capacità produttiva		N. area	Modalità	Destinazione
150106 <i>imballaggi in materiali misti</i>	solido non polverulento	-	1.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	2	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
150202* <i>assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti) stracci e indumenti protettivi contaminati da sostanze pericolose</i>	solido non polverulento	-	200	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
161002 <i>soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 161001</i>	liquido	-	120.500	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	-	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile
200121* <i>tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio</i>	solido non polverulento	-	100	F1, F2, F3, F4, AC1, AC2, AC3 e AC4	1	imballaggio ed etichettatura conforme alla normativa vigente	non preventivabile



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

La seguente tabella riporta i dati relativi alla produzione di rifiuti nell'ultimo quinquennio:

ENEL Produzione S.p.A. - Centrale Turbogas Giugliano

Rifiuti Speciali Pericolosi e non Pericolosi - Centrale Turbogas di Giugliano														
Rifiuto Specifico	Descrizione	U.M.	2004		2005		2006		2007		2008		al 30/09/2009	
			Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R	Prodotto	D/R
CER 130208	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazioni	kg	1.540	1.540					100		7.420	7.520		
CER 130307	Oli minerali lubrificanti e termoisolanti non clorati	kg			2.150	2.150								
CER 150103	Imballaggi in legno	kg			2.920	2.920								
CER 150106	Imballaggi in materiali misti	kg					1.000	1.000						
CER 150110	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose	kg			2.160	2.160	320	320						
CER 150201	Absorbenti, materiali filtranti (anche filtri d'aria)	kg					140	140					70	70
CER 150203	Absorbenti, materiali filtranti stracci, indumenti	kg			10.120	10.120								
CER 160601	Batterie al piombo	kg			220	220	3.630	3.630			1.390	1.390		
CER 161002	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di	kg									120.160	120.160		
CER 170405	Ferro e acciaio	kg			23.340	23.340								
CER 170601	Materiali isolanti contenenti amianto	kg									1.550	1.550	2.330	2.330
CER 170603	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da	kg									5.300	5.300	2.090	2.090
CER 200121	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	kg					40	40						
CER 200304	Fanghi di varie fazioni urliche	kg			50.360	50.360								
Totale		kg	0	0	84.040	84.040	3.670	3.670	0	0	128.000	128.000	4.420	4.420

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

Campionamento manuale e preparazione ad analisi degli eluati. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.

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

Lo stoccaggio dei rifiuti prodotti (deposito temporaneo) deve rispettare le norme tecniche di settore. In particolare:



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

- le aree di stoccaggio di rifiuti devono essere chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime;
- lo stoccaggio deve essere organizzato in aree distinte per ciascuna tipologia di rifiuto, distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi;
- ciascuna area di stoccaggio deve essere segnalata opportunamente, differenziando per tipologia di rifiuto; il rifiuto stoccato deve essere identificato riportando i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità;
- la superficie di tutte le aree di deposito deve essere impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti;
- i siti di stoccaggio devono essere dotati di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici;
- tutte le acque meteoriche (prima e seconda pioggia) derivanti dalle aree di stoccaggio di rifiuti pericolosi devono essere coltate ed inviate all'impianto di trattamento reflui;
- i contenitori o i serbatoi fissi o mobili devono possedere adeguati requisiti di resistenza, in relazione alle proprietà chimico-fisiche ed alle caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stessi, nonché sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
- i contenitori o serbatoi fissi o mobili devono riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% ed essere dotati di dispositivo antitraboccamento o da tubazioni di troppo pieno e d'indicatori e di allarmi di livello;
- i contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati.
- i rifiuti liquidi devono essere depositati in serbatoi o in contenitori mobili (p.es. fusti o cisternette) dotati di opportuni dispositivi antitraboccamento e contenimento. Le manichette ed i raccordi dei tubi utilizzati per il carico e lo scarico dei rifiuti liquidi contenuti nelle cisterne devono essere mantenuti in perfetta efficienza, al fine di evitare dispersioni nell'ambiente. Sui recipienti fissi e mobili deve essere apposta apposita etichettatura con l'indicazione del rifiuto contenuto, conformemente alle norme vigenti in materia di etichettatura di sostanze pericolose. Lo stoccaggio dei fusti o cisternette deve essere effettuato all'interno di container chiusi;
- i contenitori e/o serbatoi devono essere provvisti di bacino di contenimento di capacità pari al serbatoio stesso;
- i recipienti fissi o mobili non destinati ad essere reimpiegati per le stesse tipologie di rifiuti, devono essere sottoposti a trattamenti di bonifica appropriati alle nuove utilizzazioni;
- il deposito di oli minerali usati deve essere realizzato nel rispetto delle disposizioni di cui al D.Lgs. n. 95/1992 e successive modifiche e al D.M. 392/1996. In particolare, qualora la produzione degli oli esausti superasse i 300 kg anno, è fatto obbligo, ai sensi del D.lgs. n. 95/92, al detentore di rispettare le condizioni di cui agli artt. 6 e 8 del decreto stesso. A tal fine il Gestore deve comunicare nelle relazioni periodiche all'AC le informazioni relative ai dati quantitativi, alla provenienza e all'ubicazione degli oli usati stoccati e poi ceduti per lo smaltimento.



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

- il deposito delle batterie al piombo derivanti dall'attività di manutenzione deve essere effettuato in appositi contenitori stagni dotati di sistemi di raccolta di eventuali liquidi che possono fuoriuscire dalle batterie stesse.

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

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

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

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

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

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

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

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

L'area di stoccaggio rifiuti deve essere oggetto di regolari ispezioni per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere e convogliare le acque di dilavamento e gli eventuali sversamenti accidentali, con divieto di



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

svolgere lavori che comportino l'uso di fiamme libere o attività che possano potenzialmente produrre scintille senza l'adozione di idonee precauzioni.

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

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

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

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

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

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

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

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

Il Gestore deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione; per tale attività il Gestore deve indicare preventivamente quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo).

Si prescrive il rispetto di quanto previsto dall'art. 183, comma 1, lettera m (parte IV) del D.lgs n.152/06.

In particolare, si prescrive quanto segue:

- 1) i rifiuti depositati non devono contenere policlorodibenzodiossine, policlorodibenzofurani, policlorodibenzofenoli in quantità superiore a 2,5 parti per milione (ppm) né policlorobifenile e policlorotrifenili in quantità superiore a 25 parti per milione (ppm);
- 2) i rifiuti devono essere raccolti ed avviati alle operazioni di recupero o di smaltimento secondo una delle seguenti modalità alternative, a scelta del produttore, con cadenza almeno trimestrale, indipendentemente dalle quantità in deposito; quando il quantitativo di rifiuti in deposito raggiunga complessivamente i 10 metri cubi, nel caso di rifiuti pericolosi, o i 20 metri cubi, nel



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

CENTRALE TURBOGAS ENEL

PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN

CAMPANIA (NA)

caso di rifiuti non pericolosi. In ogni caso, allorché il quantitativo di rifiuti pericolosi non superi i 10 metri cubi l'anno e il quantitativo di rifiuti non pericolosi non superi i 20 metri cubi l'anno, il deposito temporaneo non può avere durata superiore ad un anno;

- 3) il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute.

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

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

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

11.8 Prescrizioni tecniche e gestionali

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

11.9 Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali

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

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

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

A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato, ai quali non è stata posta la necessaria attenzione in forma preventiva con interventi strutturali e gestionali.

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

In caso di eventi incidentali, compresi disfunzionamenti e guasti, di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e, comunque, nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, nonché alla Provincia di Napoli ed al Comune di Giugliano in Campania. 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.

12. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

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

In relazione all'eventuale dismissione totale dell'impianto, il Gestore, entro tre anni dal rilascio dell'AIA, dovrà predisporre un piano di bonifica e ripristino ambientale al fine di minimizzare gli impatti causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni iniziali.

Il progetto dovrà essere comprensivo degli interventi necessari al ripristino e alla riqualificazione ambientale delle aree liberate.

Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D. Lgs. n. 152/06.

13. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

Restano a carico del Gestore, il quale è tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi da cui sono scaturite autorizzazioni non sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale.

In particolare, restano valide tutte le prescrizioni di cui al decreto di compatibilità ambientale DEC/VIA/1156 del 24.06.1992.

Inoltre, con riferimento alle autorizzazioni sostituite dalla presente Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA ovvero che non siano con essa in contrasto.

14. 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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

Ministro per lo Sviluppo Economico e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, d'intesa con la Conferenza Permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, sono disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti.

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

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

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

15. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Per quanto riguarda il **comparto aria**, l'AIA sostituisce le prescrizioni inerenti i limiti alle emissioni in atmosfera stabiliti dai Decreti del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato n. 691658 del 30.11.1979 e n. 731675 del 19.10.1992;

16. DURATA, RINNOVO E RIESAME

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

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

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

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



COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO CENTRALE TURBOGAS ENEL PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN CAMPANIA (NA)

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

Infine, il Gestore prende atto che, ai sensi del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs. n. 59/2005, l'AC può effettuare il riesame del provvedimento emanato, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, quando:

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

17. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

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

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA, alla Provincia ed al Comune interessati;
- comunicazione ad Azienda Sanitaria Provinciale, al Sindaco del Comune territorialmente competente ed agli altri Enti di controllo dell'eventuale mancato rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione, in caso d'inconvenienti e/o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto ad ISPRA, ARPA, alla Provincia di Napoli ed al Comune di Giugliano in Campania;
- tempestiva informazione ad ASP ed al Sindaco del Comune territorialmente competente ed agli altri Enti di controllo di malfunzionamenti e/o incidenti e dei conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni sono contenute nel piano di monitoraggio e controllo allegato al presente parere.

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

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

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



**COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC
PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
CENTRALE TURBOGAS ENEL
PRODUZIONE S.p.A. GIUGLIANO IN
CAMPANIA (NA)**

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



PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

GESTORE

ENEL PRODUZIONE SPA

LOCALITÀ

GIUGLIANO (NA)

DATA DI EMISSIONE

05 Ottobre 2010

NUMERO TOTALE DI PAGINE

23



INDICE

INDICE	2
PREMESSA	3
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO	3
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	5
1.1. Consumi di materie prime.....	5
1.2. Consumi di combustibili.....	5
1.3. Consumi idrici.....	5
1.4. Consumi e produzione di energia	6
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	7
2.1. Emissioni convogliate.....	7
2.2. Emissioni non convogliate.....	8
2.3. Metodi analitici di riferimento (manuali e strumentali) per le emissioni convogliate di aeriformi.....	8
3. EMISSIONI IN ACQUA	9
3.1. Identificazione scarichi.....	9
3.2. Metodi di misura delle acque di scarico	10
4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	11
4.1. Valutazione di impatto acustico.....	11
4.2. Metodo di misura del rumore.....	12
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	13
6. ATTIVITA' DI QA/QC	14
6.1. Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi.....	14
6.2. Analisi delle acque in laboratorio	14
6.3. Campionamenti delle acque.....	15
6.4. Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità	15
6.5. Controllo di impianti, apparecchiature e linee di distribuzione.....	16
7. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	17
7.1. Definizioni	17
7.2. Formule di calcolo	18
7.3. Validazione dei dati	18
7.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio.....	19
7.5. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali	19
7.6. Obbligo di comunicazione annuale.....	19
7.7. Gestione e presentazione dei dati.....	21
8. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	22



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.

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

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

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

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

PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO

OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

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

DIVIETO DI MISCELAZIONE

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

FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI

Tutti i sistemi di monitoraggio e di campionamento dovranno essere "operabili"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'Autorità di Controllo, è tenuto ad eseguire valutazioni alternative,

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio;

2. la strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.



1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

1.1. Consumi di materie prime

Deve essere registrato il consumo delle principali materie ausiliarie, come precisato nella tabella 1.1.1.

Per tutte le materie in ingresso all'impianto, il Gestore dovrà effettuare gli opportuni controlli alla ricezione e compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6).

Tabella 1.1.1 – Principali materie ausiliarie

Principali materiali di consumo	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
<ul style="list-style-type: none">• oli lubrificanti• freon• anidride carbonica	quantità consumata	<ul style="list-style-type: none">• t• kg• t	annuale	cartacea e informatizzata

1.2. Consumi di combustibili

Deve essere registrato il consumo dei combustibili, come precisato nella tabella 1.2.1, in relazione a ciascuna fase di utilizzo. Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6).

Tabella 1.2.1 – Gasolio

Fase di utilizzo	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
<ul style="list-style-type: none">• gruppo turbogas n. 1• gruppo turbogas n. 2• gruppo turbogas n. 3• gruppo turbogas n. 4• gruppi elettrogeni di emergenza n. 1 e n. 2• motopompe antincendio	quantità consumata	kg/giorno	giornaliera	cartacea e informatizzata

La qualità del gasolio viene controllata alla consegna, con riferimento a densità, peso e contenuto di zolfo, secondo la metodica ASTM 1552.

Il Gestore dovrà inserire una nota di sintesi delle risultanze di tali controlli nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 7.6).

1.3. Consumi idrici

Deve essere registrato il consumo di acqua, come precisato nella tabella 1.3.1.

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6).



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Tabella 1.3.1 – Consumi idrici

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
<ul style="list-style-type: none">acqua industriale da pozzoacqua potabile da acquedotto civile comunale	quantità consumata	m ³	mensile (lettura contatore)	cartacea e informatizzata

1.4. Consumi e produzione di energia

Devono essere registrati il consumo e la produzione di energia, come precisato nella tabella 1.4.1.

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6) e comunicare in tempo reale (al massimo 24 ore), al Comune di Giugliano, le accensioni, gli spegnimenti e le relative ore di funzionamento.

Tabella 1.4.1 – Consumi e produzione di energia

Tipologia	Oggetto della misura	Unità di misura	Frequenza dell'autocontrollo	Modalità di registrazione
<ul style="list-style-type: none">gruppo turbogas n. 1gruppo turbogas n. 2gruppo turbogas n. 3gruppo turbogas n. 4	energia elettrica prodotta e assorbita	kWh	giornaliera (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
	ore di funzionamento	h	giornaliera	cartacea e informatizzata
gruppi elettrogeni di emergenza n. 1 e n. 2	energia elettrica prodotta	kWh	giornaliera (lettura contatore)	cartacea e informatizzata
servizi generali di centrale	energia elettrica assorbita	kWh	giornaliera (lettura contatore)	cartacea e informatizzata



2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

2.1. Emissioni convogliate

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate al § 9.3.a del PIC, relative ai limiti alle emissioni e al controllo analitico, devono essere effettuati i controlli previsti nelle tabelle 2.1.1 e 2.1.2. Tali controlli dovranno essere eseguiti al di fuori delle fasi di avviamento e arresto e comunque durante il funzionamento al di sopra del Minimo Tecnico.

Si precisa inoltre che le concentrazioni devono essere espresse in condizioni normalizzate (273,15 K e di 101,3 kPa), sul secco, e riferite al tenore di ossigeno pari al 15%.

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

Il Gestore dovrà altresì compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6) e un *report* trimestrale, da inviare agli Enti locali e alle Autorità di controllo competenti, contenente i dati relativi al funzionamento dei due gruppi turbogas e alle relative emissioni rilevate.

Tabella 2.1.1 – Emissioni convogliate

Sigla camino	Parametro	Frequenza	Metodica di rilevamento	Modalità di registrazione/realizzatore monitoraggio
E1, E2, E3, E4	<ul style="list-style-type: none">• NO_x (mg/Nm³)• CO (mg/Nm³)• SO₂ (mg/Nm³)• polveri (mg/Nm³)• O₂ (mg/Nm³)• portata (Nm³/h)	trimestrale	campionamento manuale e analisi in laboratorio	rapporti di analisi del laboratorio esterno
	<ul style="list-style-type: none">• Be (mg/Nm³)• Cd+Hg+Tl (mg/Nm³)• As+CrVI+Co+Ni (frazione respirabile) (mg/Nm³)• Se+Te+Ni (sotto forma di polvere) (mg/Nm³)• Sb+CrIII+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rh+Sn+V (mg/Nm³)	annuale	campionamento manuale e analisi in laboratorio	rapporti di analisi del laboratorio esterno



Tabella 2.1.2 – Gruppi elettrogeni di emergenza, motori *diesel* di lancio e motopompe antincendio

Parametro	Tipo di verifica	Registrazione
tempo di utilizzo	misura del tempo tra l'avvio della alimentazione e l'interruzione dell'immissione di gasolio e misura del tempo di utilizzo dei motori	cartacea e informatizzata
emissioni di SO _x , NO _x , CO, polveri	stima annuale dei flussi di massa emessi, calcolati sulla base del consumo annuo di gasolio	cartacea e informatizzata

2.2. Emissioni non convogliate

Si rimanda alle attività di controllo di impianti, apparecchiature e linee di distribuzione previste al § 6.5 del presente PMC. In particolare il Gestore deve fornire una stima delle emissioni fuggitive eventualmente generate in relazione a interventi di manutenzione straordinaria e situazioni di emergenza effettivamente occorse.

Tale stima deve essere eventualmente riportata nel Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6).

2.3. Metodi analitici di riferimento (manuali e strumentali) per le emissioni convogliate di aeriformi

I metodi da utilizzare per la verifica di conformità per le analisi discontinue sono descritti di seguito.

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia presente una qualche inesattezza sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente stesso.

Norma UNI EN 10169:2001 – Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot.

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x

Norma UNI EN 15058:2006 per CO

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 13284-1:2003 – Emissioni da sorgente fissa - Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni (< 50 mg/Nm³)

Norma UNI EN 14789:2006 per l'ossigeno

Norma UNI EN 14790:2006 per il vapor d'acqua

Si considera attendibile qualunque misura eseguita, con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo "Piano di monitoraggio e controllo", purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.



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

I dati relativi ai controlli analitici discontinui devono essere riportati dal Gestore su appositi registri, ai quali devono essere allegati i certificati analitici (v. punto 2.7 dell'allegato VI alla parte quinta del DLgs 152/2006), da tenere a disposizione dell'Autorità competente al controllo.

La verifica di conformità delle analisi ai rispettivi valori limite deve essere fatta secondo i criteri di cui al punto 2.3 dell'allegato VI alla parte V del D.Lgs. 152/2006; in particolare 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.

3. **EMISSIONI IN ACQUA**

3.1. **Identificazione scarichi**

Al fine di verificare il rispetto delle prescrizioni riportate al § 9.4 del PIC, relative ai limiti allo scarico e al controllo analitico, devono essere effettuati i controlli previsti nella tabella 3.1.

Le determinazioni analitiche sono riferite ad un campione medio composito prelevato direttamente dalla vasca finale. Nei certificati di analisi, in ogni caso, deve essere riportata la modalità e la durata del campionamento.

Tabella 3.1 – Scarico SF1

Punto di controllo	Parametro	Frequenza	Modalità di registrazione/ realizzatore monitoraggio
Scarico SF1	tutti i parametri della tabella 3 dell'allegato 5 alla parte III del DLgs 152/2006 e smi ad esclusione di quelli riportati in calce alla tabella (*)	semestrale	rapporti di analisi del laboratorio esterno

(*) **Parametri esclusi:** temperatura, cloro attivo libero, solventi organici azotati, pesticidi fosforati, pesticidi totali, saggio di tossicità acuta, solventi clorurati, solventi organici aromatici, aldeidi, fenoli.

Il Gestore dovrà altresì stimare il quantitativo annuo di acqua scaricata in uscita dall'impianto di disoleazione, acquisendo la misura direttamente, tramite un misuratore di portata opportunamente installato, oppure indirettamente, registrando il tempo di funzionamento delle pompe di sollevamento della vasca di disoleazione.

Il Gestore dovrà compilare il Rapporto riassuntivo con cadenza annuale (v. § 7.6) riportando i risultati delle analisi effettuate e il quantitativo annuo di acqua scaricata.



3.2. Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente Tabella 3.2 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti degli inquinanti emessi. Il campionamento deve essere effettuato secondo la metodica APAT-IRSA 1030 (ed. 2003).

Il Gestore può proporre all'Ente di controllo metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati dall'Ente di controllo sia intervenuta un'inesattezza sarà cura del Gestore far rilevare la circostanza all'Ente stesso. Nel caso le metodiche indicate dall'Ente di controllo vengano aggiornate il Gestore dovrà eseguire le analisi in conformità alle metodiche aggiornate.

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

Tabella 3.2 – Metodi di misura degli inquinanti

PARAMETRI	Metodo
pH	APAT-IRSA 2060 (ed. 2003)
Colore	APAT-IRSA 2020 (ed. 2003)
Odore	APAT-IRSA 2050 (ed. 2003)
Materiali grossolani	APAT-IRSA 2090 (ed. 2003)
Solidi sospesi totali	APAT-IRSA 2090 (ed. 2003)
BOD ₅ (come O ₂)	APAT-IRSA 5120 (ed. 2003)
COD (come O ₂)	APAT-IRSA 5130 (ed. 2003)
Alluminio	APAT-IRSA 3050 (ed. 2003)
Arsenico	APAT-IRSA 3080 (ed. 2003)
Bario	APAT-IRSA 3090 (ed. 2003)
Boro	APAT-IRSA 3110 (ed. 2003)
Cadmio	APAT-IRSA 3120 (ed. 2003)
Cromo totale	APAT-IRSA 3150 (ed. 2003)
Cromo VI	APAT-IRSA 3150 (ed. 2003)
Ferro	APAT-IRSA 3160 (ed. 2003)
Manganese	APAT-IRSA 3190 (ed. 2003)
Mercurio	APAT-IRSA 3200 (ed. 2003)
Nichel	APAT-IRSA 3220 (ed. 2003)
Piombo	APAT-IRSA 3230 (ed. 2003)
Rame	APAT-IRSA 3250 (ed. 2003)
Selenio	APAT-IRSA 3260 (ed. 2003)
Stagno	APAT-IRSA 3280 (ed. 2003)



PARAMETRI	Metodo
Zinco	APAT-IRSA 3320 (ed. 2003)
Cianuri totali come (CN)	APAT-IRSA 4070 (ed. 2003)
Solfuri (come H ₂ S)	APAT-IRSA 4160 (ed. 2003)
Solfiti (come SO ₃)	APAT-IRSA 4150 (ed. 2003)
Solfati (come SO ₄)	APAT-IRSA 4140 (ed. 2003)
Cloruri	APAT-IRSA 4020 (ed. 2003)
Fluoruri	APAT-IRSA 4020 (ed. 2003)
Fosforo totale (come P)	APAT-IRSA 4060 (ed. 2003)
Azoto ammoniacale (come NH ₄)	APAT-IRSA 4030 (ed. 2003)
Azoto nitroso (come N)	APAT-IRSA 4050 (ed. 2003)
Azoto nitrico (come N)	APAT-IRSA 4040 (ed. 2003)
Grassi e olii animali/vegetali	APAT-IRSA 5160 (ed. 2003)
Idrocarburi totali	APAT-IRSA 5160 (ed. 2003)
Tensioattivi totali	APAT-IRSA 5170 e 5180 (ed. 2003)

4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

4.1. Valutazione di impatto acustico

Il Gestore dovrà effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno entro un anno dal rilascio dell'AIA e successivamente ogni 2 anni. Inoltre, nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

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

La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq riferite a tutto il periodo diurno e notturno, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura.

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16.3.1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, nel rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte secondo la zonizzazione territoriale di competenza dei Comuni interessati; in mancanza della zonizzazione comunale devono essere rispettati i limiti per tutto il territorio nazionale di cui al DPCM 1 Marzo 1991.

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

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



I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale (v. § 7.6).

4.2. Metodo di misura del rumore

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16.3.1998.

Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s, sempre in accordo con le norme tecniche vigenti.

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



5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

Il Gestore deve effettuare, per quanto possibile in base alla tipologia e alla natura dei rifiuti prodotti, le opportune analisi sugli stessi al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e una corretta classificazione in riferimento al catalogo CER, incaricando laboratori certificati e possibilmente accreditati. Le analisi necessarie per la caratterizzazione vanno effettuate in occasione del primo conferimento presso impianto di recupero e/o smaltimento e ripetute ogni 12 mesi e in occasione di modifiche impiantistiche che possano determinare variazione della composizione dei rifiuti.

Il Gestore deve altresì gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso la compilazione del registro di carico/scarico, del FIR (Formulario di Identificazione Rifiuti), con archiviazione della 4^a copia firmata dal destinatario per accettazione, e del MUD. Il Gestore dovrà poi adeguarsi, nei tempi previsti, alla norma sancita dal DM 17.12.2009 *Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n.78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n.102 del 2009.*

In ottemperanza alle prescrizioni riportate al § 9.7 del PIC, relative alle condizioni di esercizio dei depositi temporanei, il Gestore deve verificare con cadenza mensile la giacenza di ciascuna tipologia di rifiuto nei depositi temporanei e lo stato degli stessi con riferimento alle condizioni prescritte.

Il Gestore deve compilare mensilmente un *report* recante i dati di cui alle seguenti tabelle 5.1 e 5.2.

I risultati dei controlli dovranno essere contenuti nel Rapporto annuale (v. § 7.6).

Tabella 5.1 – Monitoraggio delle aree di deposito temporaneo dei rifiuti

Area di stoccaggio	Data del controllo	Codici CER presenti	Quantità presente per ogni CER (m ³)	Quantità presente (t)	Stato dell'area in relazione alle prescrizioni in AIA
1					
2					
3					

Tabella 5.2 – Quantitativi e tipologia rifiuti prodotti

Codici CER rifiuti prodotti	Descrizione	Fase di provenienza	Quantitativi rifiuti prodotti suddivisi per destinazione finale di smaltimento o recupero

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



6. ATTIVITA' DI QA/QC

Tutte le attività di laboratorio, siano esse interne ovvero affidate a terzi, devono essere svolte in strutture accreditate per le specifiche operazioni di interesse. All'atto del primo rilascio di AIA è fatto obbligo al Gestore che decide di utilizzare servizi di laboratorio esterni di ricorrere a laboratori dotati di sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO 9000. Qualora il Gestore utilizzi strutture interne è concesso un anno di tempo, dalla data di rilascio dell'AIA, per l'adozione di un sistema di Gestione della Qualità certificato secondo lo schema ISO9000.

6.1. Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi

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

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

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

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

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

6.2. Analisi delle acque in laboratorio

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

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

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza
Bianco per la digestione	Uno per tipo di analisi; almeno una volta al mese
Bianco per il metodo	Uno ogni quindici campioni; almeno una volta al mese



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

METALLI	
Duplicati	Uno ogni tre campioni
Aggiunta su matrice	Uno ogni sette campioni

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

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

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

6.3. *Campionamenti delle acque*

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

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

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

6.4. *Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità*

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

Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a 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, il Gestore dovrà darne comunicazione preventiva all'Ente di controllo. La notifica dovrà essere corredata da 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 P&ID con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

6.5. Controllo di impianti, apparecchiature e linee di distribuzione

Entro tre mesi dalla data di rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà presentare all'Ente di controllo:

1. un **elenco di apparecchiature, linee, serbatoi e strumentazione** ritenuti di rilievo da un punto di vista ambientale; in particolare tale elenco dovrà comprendere apparecchiature, linee e serbatoi contenenti sostanze classificate pericolose ai sensi del DM 28.02.2006 e smi con i relativi sistemi di sicurezza, nonché i sistemi e gli impianti di trattamento delle emissioni atmosferiche e idriche;
2. una proposta di **programma dei controlli, delle verifiche e delle manutenzioni** degli elementi individuati al punto precedente; in particolare tale programma dovrà comprendere il **controllo dello stato di conservazione** di apparecchiature, linee, serbatoi, bacini di contenimento e sistema fognario e la **verifica dell'efficienza** dei sistemi di sicurezza e dei sistemi di trattamento delle emissioni in atmosfera e in ambiente idrico; inoltre il programma dovrà precisare per ogni attività la frequenza, la metodologia e la modalità di registrazione dei risultati.

Entro sei mesi dalla data di rilascio dell'AIA, il Gestore dovrà attuare tale programma eventualmente modificato e integrato secondo le indicazioni dell'Ente di controllo. Ogni modifica al programma dovrà essere preliminarmente concordata con l'Ente di controllo.

In caso di malfunzionamenti che abbiano impatto sull'ambiente il Gestore dovrà darne immediata comunicazione all'Autorità competente e all'Ente di controllo secondo le modalità indicate nel § 7.5.

Le principali risultanze del programma dovranno essere inserite nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 7.6).



7. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

7.1. Definizioni

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

Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione - nel caso di misure puntuali, per il calcolo dei valori medi i dati di monitoraggio che risulteranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ stesso (condizione conservativa). I medesimi dati saranno, invece, posti uguale a zero nel caso di calcolo di medie di misure continue.

Media oraria - valore medio validato, cioè calcolato su almeno il 75% delle letture continue.

Media giornaliera - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue, o come valore medio su tre repliche nel caso di misure non continue.

Media mensile - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue). Nel caso di misure settimanali agli scarichi la media mensile è rappresentata dalla media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

Media annuale - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili o di 2 misure semestrali (nel caso di misure non continue).

Flusso medio giornaliero - 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 di scarichi intermittenti va effettuata considerando la media di un minimo di tre misure fatte nell'arco della giornata di scarico.

Flusso medio mensile - 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 - valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili.

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

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



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

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

7.2. Formule di calcolo

Nel caso delle emissioni ai camini le tonnellate anno sono calcolate dai valori misurati di inquinanti e dai valori, anch'essi misurati, di flusso ai camini.

La formula per il calcolo delle tonnellate anno emesse in aria è la seguente

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

T_{anno} = tonnellate anno;

C_{misurato} = media mensile delle concentrazioni misurate in mg/Nm^3 ;

F_{misurato} = media mensile dei flussi in Nm^3/mese ;

H = 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_{anno} = chilogrammi emessi anno

C_{misurato} = media annuale delle concentrazioni misurate in mg/litro .

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

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

7.3. 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/contentive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto annuale.



7.4. Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

7.5. Comunicazioni in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali

In ottemperanza alle prescrizioni riportate al § 9.9 del PIC, relative agli obblighi di comunicazione in caso di manutenzione, malfunzionamenti o eventi incidentali, si precisa quanto segue:

- ♦ il Gestore registra e comunica ad Autorità Competente, Ente di controllo, Provincia, Sindaco e ASL gli eventi di fermata per manutenzione o per malfunzionamenti che possono avere impatto sull'ambiente o sull'applicazione delle prescrizioni previste dall'AIA, insieme con una valutazione della loro rilevanza dal punto di vista degli effetti ambientali.

In particolare, in caso di registrazione di valori di emissione non conformi ai valori limite stabiliti nell'AIA, ovvero in caso di non conformità ad altre prescrizioni tecniche, deve essere predisposta immediatamente una registrazione su file con identificazione di cause, eventuali azioni correttive/contenitive adottate e tempistiche di rientro nei valori standard. Entro 24 ore dal manifestarsi della non conformità, e comunque nel minor tempo possibile, deve essere resa via fax un'informativa dettagliata agli stessi Enti con le informazioni suddette e la durata prevedibile della non conformità. Alla conclusione dell'evento il Gestore dovrà dare comunicazione agli stessi Enti del superamento della criticità e fare una valutazione quantitativa delle emissioni complessive dovute all'evento medesimo.

- ♦ Il Gestore registra e comunica gli eventi incidentali che possono avere impatto sull'ambiente ad Autorità Competente, Ente di controllo, Provincia, Sindaco e ASL; in caso di eventi incidentali di particolare rilievo e impatto sull'ambiente o comunque di eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose in ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per fax e nel minor tempo tecnicamente possibile). La comunicazione degli eventi incidentali di cui sopra deve contenere: le circostanze dell'incidente, le sostanze rilasciate, i dati disponibili per valutare le conseguenze dell'incidente per l'ambiente, le misure di emergenza adottate, le informazioni sulle misure previste per limitare gli effetti dell'incidente a medio e lungo termine ed evitare che esso si riproduca.

Tutte le informazioni di cui sopra dovranno essere inserite nel Rapporto riassuntivo annuale (v. § 7.6).

7.6. Obbligo di comunicazione annuale

Entro il **30 Giugno** di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Valutazioni Ambientali), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono di seguito elencati sinteticamente; le informazioni in esso riportate, devono comunque contenere tutti i dati indicati nei capitoli precedenti.



Nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto:

- nome del Gestore e della Società che controlla l'impianto;
- numero di ore di effettivo funzionamento di ogni gruppo;
- numero di avvii nell'anno per ogni gruppo;
- energia generata nell'anno da ogni gruppo (MWh);
- potenza elettrica media erogata nell'anno da ogni gruppo (MWe).

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale:

- il Gestore deve formalmente dichiarare che l'esercizio dell'impianto, nel periodo di riferimento del rapporto, è avvenuto nel rispetto delle prescrizioni e condizioni stabilite nell'autorizzazione integrata ambientale;
- il Gestore deve riportare il riassunto delle eventuali non conformità rilevate e trasmesse ad Autorità Competente, Ente di controllo, Provincia, Sindaco e ASL, 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 ad Autorità Competente, Ente di controllo, Provincia, Sindaco e ASL, corredato dell'elenco di tutte le comunicazioni prodotte per effetto di ciascun evento.

Consumi:

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

Emissioni - ARIA:

- risultati delle analisi di controllo degli inquinanti emessi dal camino 1 e quantità emessa nell'anno per ogni inquinante monitorato;
- stima degli inquinanti emessi dalla combustione motori a gasolio;
- stima eventuale delle emissioni fuggitive.

Emissioni per l'intero impianto - ACQUA:

- risultati delle analisi di controllo degli inquinanti emessi allo scarico (v. tab. 3.1) e quantità emessa nell'anno per ogni inquinante monitorato;
- portata di acque scaricata.

Emissioni per l'intero impianto - RUMORE:

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

Emissioni per l'intero impianto - RIFIUTI:

- risultanze dei monitoraggi delle aree di deposito rifiuti (v. tab. 5.1);
- codici, descrizione e quantità dei rifiuti prodotti nell'anno e loro destino (v. tab. 5.2);
- produzione specifica di rifiuti (kg annui di rifiuti prodotti / tonnellate di combustibile utilizzato, kg annui di rifiuti prodotti / MWh generati);
- indice di recupero dei rifiuti annuo espresso in % (kg annui di rifiuti inviati a recupero / kg annui di rifiuti prodotti),



- criterio di gestione del deposito temporaneo dei rifiuti adottato per l'anno in corso.

Ulteriori informazioni:

- risultanze dei controlli effettuati su impianti, apparecchiature e linee di distribuzione, come previsto al § 6.5 del presente PMC.

Eventuali problemi di gestione del piano:

- indicare le problematiche che afferiscono al periodo in esame.

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

7.7. Gestione e presentazione dei dati

Il Gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati delle attività di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati.

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

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

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



ISPRA

Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

8. **QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO**

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
Consumi					
Materie ausiliarie	Alla ricezione Annuale	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Combustibili	Giornaliero	Biennale			
Risorse idriche	Mensile	Biennale			
Energia	Giornaliero	Biennale			
Aria					
Emissioni convogliate	Trimestrale / annuale (tab.2.1.1) Ad ogni accensione e annuale (tab.2.1.2)	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Emissioni non convogliate	v. § 2.2	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Semestrale	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Biennale	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Aree di deposito temporaneo dei rifiuti prodotti	Mensile	Biennale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



ISPRA
Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale

Attività a carico dell'Ente di controllo (previsione)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	5
Valutazione rapporto	Annuale	Tutte	5
Campionamenti	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, delle emissioni dei camini	5
	Biennale	Campionamento, a discrezione dell'Ente di controllo, dello scarico	5
Analisi campioni	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati ai camini	5
	Biennale	Analisi, a discrezione dell'Ente di controllo, dei campioni prelevati allo scarico	5