



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



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

U.prot DVA DEC-2011-0000029 del 31/01/2011

Rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della centrale termoelettrica della società E.ON Produzione S.p.A. sita nel territorio del comune di Trapani (TP).

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

VISTO il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare di concerto con il Ministro dello sviluppo economico e il Ministro dell'economia e delle finanze del 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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, recante "Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59";

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



VISTO il decreto di autorizzazione integrata ambientale U.Prot. DEC-DSA-2009-0000583 del 15 giugno 2009, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 1° agosto 2009, serie generale n. 177, rilasciato alla Società E.ON Produzione S.p.A. (di seguito indicata come il Gestore) per l'esercizio della centrale turbogas ubicata nel Comune di Trapani (TP), alle condizioni di cui al parere istruttorio definitivo, comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo reso il 12 febbraio 2009 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con prot. n. CIPPC-00-2009-0000331, relativo alla istanza in tal senso presentata in data 28 luglio 2006 ed integrata il 21 aprile 2008 e il 3 dicembre 2008;

CONSIDERATO che l'autorizzazione integrata ambientale di cui al punto precedente, di durata pari a 1 anno, prescriveva che il Gestore adottasse, entro il medesimo periodo di validità dell'autorizzazione, un piano di ambientalizzazione per l'adeguamento della centrale termoelettrica alle migliori tecniche disponibili, da presentare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;

VISTA la nota prot. n. PART 28 del 18 febbraio 2010, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 22 febbraio 2010 al n. DVA-2010-0005007, con la quale il Gestore, in adempimento alle prescrizioni di cui al citato decreto di autorizzazione integrata ambientale DEC-DSA-2009-0000583 del 15 giugno 2009, ha trasmesso il progetto di ambientalizzazione per l'adeguamento della centrale termoelettrica alle migliori tecniche disponibili, presentando contestualmente istanza per il riesame dell'autorizzazione e trasmettendo copia della relativa tariffa di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota del 13 aprile 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 14 aprile 2010, al n. DVA-2010-009702, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della tariffa istruttoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 relativa al procedimento di riesame dell'autorizzazione integrata ambientale, trasmettendo l'originale dell'attestazione di versamento;

VISTA la nota DVA-2010-0008350 del 26 marzo 2010, con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento di riesame dell'autorizzazione integrata ambientale;

VISTA la nota DVA-2010-008644 del 31 marzo 2010, con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore di restare in attesa di ricevere la domanda di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale, evidenziando che l'obbligo di presentazione della stessa non può intendersi assolto con la presentazione della citata domanda di riesame di cui alla nota prot. n. PART 28 del 18 febbraio 2010;



VISTA la nota prot. n. 477201016-6 del 15 aprile 2010, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 20 aprile 2010, al n. DVA-2010-0010154, con la quale il Gestore ha precisato che con la nota del 18 febbraio 2010 ha inteso presentare istanza di rinnovo del decreto di autorizzazione integrata ambientale da emettere a fronte del riesame, come formulato nel citato decreto n. DEC-DSA-2009-0000583 del 15 giugno 2009;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2010-0001006 del 18 aprile 2010 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ai sensi del decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 153, del 25 settembre 2007;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "il Sole 24 ore", in data 19 aprile 2010, dell'avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla citata domanda presentata in riferimento al riesame ed al rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale;

VISTA la nota DVA-2010-0011864 del 7 maggio 2010, con la quale la Direzione Generale ha precisato che il procedimento avviato con la citata comunicazione DVA-2010-0008350 del 26 marzo 2010 è da intendersi come procedimento di rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale, risultando l'avvenuto pagamento della tariffa per il riesame sufficiente anche ai fini del rinnovo dell'autorizzazione;

VISTA la documentazione integrativa, trasmessa dal Gestore con nota prot. n. 000915-2010-16 6 P del 18 giugno 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 24 giugno 2010, al n. DVA-2010-0016158;

VISTA la documentazione integrativa, trasmessa dal Gestore con nota prot. n. 000922-2010-16 6 P del 18 giugno 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 30 giugno 2010, al n. DVA-2010-0016312;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2010-00001397 del 7 luglio 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo, relativo al rinnovo dell'autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della Centrale termoelettrica della società E.ON Produzione S.p.A., ubicata nel Comune di Trapani (TP);

VISTA la nota del 20 luglio 2010, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 13 luglio 2010 al n. DVA-



2010-0018346, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni al parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2010-00001397 del 7 luglio 2010;

VISTO il verbale conclusivo della seduta della Conferenza dei Servizi del 22 luglio 2010, 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-2010-0018550 del 26 luglio 2010;

VISTA la nota prot. n. CIPPC-00-2010-0001567 del 26 luglio 2010 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio conclusivo comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di riunione della Conferenza dei Servizi del 22 luglio 2010;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plants" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Febbraio 2009), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

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;

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

VISTO il certificato di registrazione EMAS n. I-000236, rilasciato dal Comitato Ecolabel Ecoaudit in data 23 ottobre 2009, con validità fino al 24 giugno 2012, da cui risulta che la Società è dotata di un sistema di gestione ambientale registrato ai sensi del Regolamento CE n. 761/2001;

VISTO il Certificato ISO 14001:2004 n. di registrazione IT-32636, rilasciato da IQNET e CISQ/Certiquality in data 21 novembre 2003 e rinnovato in data 16 giugno 2009, con validità fino al 15 giugno 2012;

VERIFICATO che la partecipazione del pubblico al procedimento di rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale è stata garantita presso la Direzione



Generale e che inoltre i relativi atti sono stati e sono tuttora resi accessibili attraverso *internet* sul sito ufficiale del Ministero;

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

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

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

DECRETA

la SOCIETÀ E.ON Produzione S.p.A., identificata dal codice fiscale n. 03251970962, con sede legale in Località Fiume Santo, Cabu Aspru, 07100 Sassari (SS) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della centrale termoelettrica ubicata nel comune di Trapani (TP), alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 31 luglio 2010 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo n. CIPPC-00-2010-0001567 del 26 luglio 2010, comprensivo del Piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso presentata il 18 febbraio 2010 e integrata il 15 aprile 2010 e il 18 giugno 2010 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

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

Art. 1

LIMITI DI EMISSIONE E PRESCRIZIONI PER L'ESERCIZIO

1. Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione prescritti o proposti nell'allegato parere istruttorio, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.



2. Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
3. Come prescritto al Capitolo 9 del parere istruttorio, pag. 33, entro 3 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, il valido contratto di acquisto delle turbine a gas di cui al progetto di adeguamento della centrale termoelettrica alle migliori tecniche disponibili. Contestualmente il Gestore dovrà presentare un piano lavori il rispetto del quale sarà notificato all'Autorità Competente con cadenza semestrale;
4. Come prescritto al paragrafo 9.12 del parere istruttorio, *Materiale contenente amianto*, pag. 40, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, una relazione che illustri lo stato di avanzamento delle attività di dismissione e bonifica dei materiali contenenti amianto ed un cronoprogramma delle azioni successive sino al completamento delle attività.
5. Come prescritto al paragrafo 9.9 del parere istruttorio, *Impianti attualmente non in uso o in dismissione*, pag. 39, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente, per il tramite dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 un piano per lo smantellamento, la demolizione e la bonifica dell'area di tutti gli impianti o parti di impianto o strutture ausiliare non attualmente in uso o in dismissione.
6. All'atto della presentazione del documento di cui al comma 5 il Gestore dovrà allegare apposita quietanza di versamento della prescritta tariffa di cui al 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.

Art. 2

ALTRE PRESCRIZIONI

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente



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

2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare qualsiasi successiva variazione intervenga nell'ambito della registrazione EMAS e della certificazione ISO 14001.

Art. 3

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro sei mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore dovrà implementare eventuali modifiche che intende apportare rispetto al piano di monitoraggio e controllo già in atto; ove necessario, entro tre mesi dalla medesima data, per gli impianti esistenti, 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. 4

DURATA E AGGIORNAMENTO DELL'AUTORIZZAZIONE

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



realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Gestore l'obbligo di comunicare al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

Art. 5
TARIFFE

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

Art. 6
AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo decreto legislativo.
2. Resta ferma la necessità per il Gestore di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
3. Resta fermo l'obbligo per il Gestore di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto de regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 7
DISPOSIZIONI FINALI

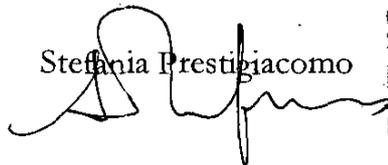
1. Si prescrive che il Gestore effettui la comunicazione di cui all'art. 29 decies, comma 1, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, entro 10 giorni dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui al comma 5, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1, del decreto del Ministro dell'ambiente e della 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, 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. Copia del presente provvedimento è trasmessa alla Società E.ON Produzione S.p.A., nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero della salute, al Ministero dell'interno, alla Regione Sicilia, alla Provincia di Trapani, al Comune di Trapani 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 - 0019776 del 09/09/2010

CIPPC-00-2010-0001567
del 26/07/2010

Pratica N.

Ref. Mittente:

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



**OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA
presentata da E.ON PRODUZIONE S.p.A. - Centrale turbogas di Trapani.**

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell'Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo a seguito della Conferenza di Servizi tenutasi in data 22 luglio 2010; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere CENTRALE TURBOGAS
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO
PER LA CENTRALE TURBOGAS
E-ON PRODUZIONE SITA IN TRAPANI**

GESTORE	E.ON Produzione S.p.A.
LOCALITA'	TRAPANI
	Cinzia Albertazzi, Referente GI
	Antonio Voza
GRUPPO	Marcello Iocca
ISTRUTTORE	Vincenzo Sansone - Regione Sicilia
	Pietro Lo Monaco - Provincia di Trapani
	Antonino Candela - Comune di Trapani



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere CENTRALE TURBOGAS
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

INDICE

1. DEFINIZIONI.....	4
2. PARTE INTRODUTTIVA	5
2.1 ATTI PRESUPPOSTI.....	6
2.2 ATTI NORMATIVI.....	6
2.3 ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	7
3. ATTIVITA' AUTORIZZATA.....	9
4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	10
4.1 INTRODUZIONE.....	10
5. ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE.....	11
5.1 GENERALITÀ	11
5.2 IMPIANTI DI COMBUSTIONE.....	11
5.3 IMPIANTI DI TRATTAMENTO ACQUE REFLUE	12
5.4 CONSUMI MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DELLE MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	12
6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA.....	13
6.1 GENERALITÀ	13
6.2 IMPIANTI DI COMBUSTIONE ED ELETTRICI.....	13
6.3 PRODUZIONE E CONSUMO DI ENERGIA	14
6.4 INSTALLAZIONE O MODIFICA DI ALTRI COMPONENTI DI IMPIANTO.....	18
6.5 USO DI RISORSE ED INTERFERENZE CON L' AMBIENTE	19
6.6 CONFRONTO TRA CONFIGURAZIONE ATTUALE E FUTURA PER I PRINCIPALI PARAMETRI DI INTERESSE.....	26
7. QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE.....	27
8. SOSTENIBILITA' TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD	28
8.1 CONFRONTO CON LE MTD	28
8.2 CONVINCIMENTI E MOTIVAZIONI.....	31
9. PARERE E PRESCRIZIONI	32
9.1 CAPACITÀ PRODUTTIVA	33
9.2 APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE DEI COMBUSTIBILI E DI ALTRE MATERIE PRIME	33
9.3 PRESCRIZIONI EMISSIONI IN ATMOSFERA	34
9.4 EMISSIONI FUGGITIVE.....	36
9.5 SCARICHI IDRICI	37
9.6 EMISSIONI SONORE	38
9.7 RIFIUTI	38
9.8 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO	39
9.9 IMPIANTI ATTUALMENTE NON IN USO O IN DISMISSIONE	39



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere CENTRALE TURBOGAS
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

9.10	SUOLO E SOTTOSUOLO.....	39
9.11	MANUTENZIONE, MALFUNZIONAMENTI ED EVENTI INCIDENTALI.....	39
9.12	MATERIALE CONTENENTE AMIANTO.....	40
9.13	PRESCRIZIONI TECNICHE GESTIONALI.....	40
10	PIANO DI MONITORAGGIO	41
11	PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI.....	41
12	ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITA'	42
13	SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI.....	42
14	DURATA, RINNOVO E RIESAME.....	42
15	AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE	43



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	L'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 Sicilia.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n. 90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata a CTE E.ON di Trapani, indicato nel testo seguente con il termine Gestore.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Impianto	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento
Inquinamento	L'introduzione diretta o indiretta, a seguito di attività umana, di sostanze, vibrazioni, 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.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Migliori tecniche disponibili (MTD)

La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

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

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

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

Valori Limite di Emissione (VLE)

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

2. PARTE INTRODUTTIVA

Il Gruppo Istruttore



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

2.1 Atti presupposti

- Preso atto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- preso atto La lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2010-0001006 del 14/05/2010, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della CTE E.ON Produzione S.p.A. sita in Trapani (TP) al Gruppo Istruttore così costituito:
- Dott.ssa Cinzia Albertazzi – Referente Gruppo Istruttore
 - Dott. Antonio Voza
 - Dott. Marcello Iocca;
- preso atto Che, con comunicazioni trasmesse al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, sono stati nominati, ai sensi dell'art. 5, comma 9, del decreto legislativo n. 59 del 2005, i seguenti rappresentanti regionali, provinciali e comunali:
- Vincenzo Sansone - Regione Sicilia
 - Pietro Lo Monaco - Provincia di Trapani
 - Antonio Candela - Comune di Trapani;
- preso atto che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Ing. Gaetano Battistella
 - Arch Carmelina Salierno;
- considerati gli atti concernenti le attività svolte dal gruppo istruttore incaricato
visti i verbali delle riunioni del Gruppo Istruttore nominato per l'istruttoria di cui si tratta e precisamente:
- il verbale del 10 giugno 2010 di riunione del Gruppo Istruttore (CIPPC-00_2010-0001219 del 14/06/2010);
- visto il verbale della Conferenza di Servizi tenutasi in data 22 luglio 2010.

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;



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

- visto i decreti concernenti l'emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, in materia di allevamenti, macelli e trattamento di carcasse, di fabbricazione di vetro, fritte vetrose e prodotti ceramici e di raffinerie, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31 maggio 2007;
- visto il decreto 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla GU n. 98 del 28 aprile 2006
- visto 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 5 febbraio 1997, n. 22, 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 5 febbraio 1997, n. 22;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;

2.3 Atti ed attività istruttorie

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 17/10/2008, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2008-30389, dalla società E.ON Produzione S.p.A., con sede legale in Via Mangili, 9, 00197 Roma per la produzione di energia elettrica, Contrada Favarotta – 91020 Trapani (TP);
- esaminato il documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009;
- esaminata la domanda di rinnovo e riesame della autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 19/02/2010, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DVA-2010-0005007 del 22/02/2010, dalla società E.ON Produzione S.p.A., con sede legale in Via Andrea Doria 41/G, 00192 Roma in relazione alla Centrale termoelettrica di Trapani, Contrada Favarotta – 91020 Trapani (TP);



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

- esaminate le linee guida generali e le linee guida di settore per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili e le linee guida sui sistemi di monitoraggio; e precisamente:
- Linee guida recanti i criteri per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili - Linee Guida Generali, S.O. GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
 - Elementi per l'emanazione delle linee guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Sistemi di monitoraggio – GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005)
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 59 del 2005 rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP); Luglio 2006
 - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE); Luglio 2007
 - Reference Document on General Principles of Monitoring; Luglio 2003
 - Reference Document on Industrial Cooling Systems; Dicembre 2001
- esaminata la documentazione prodotta dall'ISPRA nell'abito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- relazione istruttoria del 31/05/2010 (CIPPC-00_2010-0001116 del 01/06/2010)
 - piano di monitoraggio e controllo del 26/07/2010 (CIPPC-00_2010-0001566 del 26/07/2010).

EMANA

il seguente PARERE



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

3. ATTIVITA' AUTORIZZATA

Ragione sociale	Centrale Turbogas di Trapani
Sede legale	E.ON Produzione S.p.A. Località Fiume Santo Cabu Aspru - 07100 Sassari (SS)
Sede operativa	Contrada Favarotta - 91020 Rilievo (TP) Recapiti telefonici 0923 864284 (sede impianto) E-mail centrale trapani@eon.com
Tipo di impianto	Esistente, rinnovo della 1 ^a autorizzazione
Codice e attività IPPC	Codice IPPC 1.1 - Impianti di combustione con potenza di combustione > 50 MWt Classificazione NACE: Processi di combustione in centrali elettriche ed industria. Codice: 11.40 Classificazione NOSE-P: Combustione nelle turbine a gas (intero gruppo) Codice: 101.04
Gestore	Andrea Bellocchio Via Emilia, 12 - 26386 - Montanaso Lombardo (LO) Recapiti telefonici 0371 762221 E-mail andrea.bellocchio@eon.com
Referente	Ing. Alessia Fiore Via Andrea Doria 41/G - 00192 Roma Recapiti telefonici 06 95056797 - 329 4987218 e-mail alessia.fiore@eon.com
Rappresentante legale	Klaus Schauer Via Andrea Doria, 41/G - Roma 00192
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Sistema di gestione ambientale	Si. La Centrale è certificata EMAS (certificato di registrazione n. IT-000236 del 23/10/2009) ed ISO 14001:2004 (certificato n. IT-32636 del 23.12.2008)

La presente istruttoria fa riferimento alla domanda del Gestore per il rinnovo e riesame dell'AIA, di cui il documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009, rilasciata con validità limitata ad 1 anno, al fine di consentire al Gestore un tempo adeguato a sviluppare un progetto tecnico-esecutivo di miglioramento impiantistico della Centrale al fine della rispetto dei criteri IPPC. Il Gestore, nel recepimento delle prescrizioni contenute nel decreto AIA propone, in particolare, l'installazione di nuovi sistemi di combustione con bruciatori Dry Low NOx per la riduzione delle emissioni convogliate di ossidi di azoto e l'adozione di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1 Introduzione

La centrale turbogas di Trapani è ubicata nella parte occidentale della Regione Sicilia a circa 15 km a sud est della città di Trapani in un'area prettamente agricola dove non sono presenti insediamenti residenziali né strutture turistiche, commerciali e sociali.

Il sito della centrale ha una superficie di 92.900 mq di cui 6.800 coperta, 40.000 mq scoperta pavimentata e 46.100 mq scoperta non pavimentata.

Il PRG adottato dal Commissario *ad acta* nel novembre del 2006, perimetra l'area della centrale, unitamente all'attigua stazione di trasformazione di proprietà TERNA, e la destina a "Zona Speciale - Ftec attrezzature tecnologiche - Impianti di trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica".

Per esse, oltre alle norme di settore, si devono rispettare le seguenti prescrizioni:

- l'area deve essere circondata da una fascia di alberi di alto fusto in doppio filare alternato per uno spessore di almeno 20,00 metri, e comunque non minore a quello rappresentato nelle tavole del P.R.G. (zone "E.3"). L'area della fascia alberata di rispetto fa parte dell'area d'intervento ed è parimenti subordinata all'esproprio, ove previsto;

- devono essere disposte tutte le opere di drenaggio e sistemazione dell'area di sedime al fine di evitare fenomeni di inquinamento nel suolo e nella falda idrica.

Tale area nel precedente PRG ricade in Zona Territoriale Omogenea (Z.T.O.) "E" (verde agricolo).

Il Piano Territoriale Paesistico della Regione Sicilia approvato con D.A. n. 6080 del 21/5/99 nell'area intorno all'impianto non presenta vincoli ambientali e territoriali.

Nell'area vasta sono presenti alcuni manufatti di interesse storico-architettonico con le relative zone agricole di rispetto, corrispondenti per lo più ad antiche masserie, ovili e casali, i più vicini dei quali sono ad una distanza prossima al chilometro ("la Favarotta" e "la Coniglia").

Dal Piano Straordinario per l'Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Sicilia adottato con decreto del 4 luglio 2000, si evince che l'area di studio ricade nel bacino idrografico del Fiume Birgi.

Il fiume Birgi nasce sotto il nome di Fittasi e prosegue sotto vari denominazioni, Bordino, Borrania, Marcanzotta, e infine si dirama in di Chinisia e Birgi per immettersi in mare dopo qualche Km.

Il Birgi, in questo tratto finale, attraversa un'area che il PRG destina al "Parco urbano delle zone umide costiere di C.da Marausa" che rientra nel sistema integrato dei parchi territoriali e degli ambiti naturalistici.

L'area presenta le caratteristiche di zona umida costiera con quote comprese entro valori di pochi metri sopra il livello del mare, a volte anche inferiori ad esso nelle parti più depresse, dove affiorano falde idriche anche di acqua dolce.

Queste caratteristiche favoriscono la presenza di acquitrini e canneti, che ospitano significativi aspetti relitti di flora e vegetazione tipiche delle zone umide. Gli habitat presenti richiamano inoltre una ricca fauna volatile sia migratoria che stanziale, oggetto negli anni passati di caccia e di intenso bracconaggio.



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

Le previsioni del P.R.G. si attuano a mezzo di apposito "Piano del Parco" (PAN) con caratteristiche di Piano particolareggiato esecutivo di settore, non ancora definito.

Il fiume Birgi ha un regime tipicamente torrentizio caratterizzato da lunghi periodi di magra nei quali si ha portata nulla.

Lo scarico dei reflui industriali della centrale, dopo il trattamento ITAR, affluisce nel canale che scorre parallelo alla SP 35 che si immette nel fiume della Marcanzotta, affluente del Birgi.

5. ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE

Di seguito vengono descritte le principali caratteristiche della centrale esistente, così come indicate nell'autorizzazione AIA pubblicata sulla G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificata al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009.

5.1 Generalità

La centrale è costituita da 2 sezioni turbogas a ciclo semplice entrate in esercizio rispettivamente nel 1987 e nel 1988.

Entrambe possono funzionare a gasolio o a gas naturale, dal 1999 sono alimentate esclusivamente a gas naturale. Ogni sezione ha una potenza elettrica di 84,7 MWe con consumi di circa 26.000 Sm³/h e rendimento complessivo del ciclo, nelle condizioni ottimali di esercizio, di circa il 30 %.

La centrale viene utilizzata principalmente per assicurare i consumi di punta o in emergenze con gestione in modalità telecomandata ed in sito impiega solo 3 persone.

La produzione degli ultimi anni dichiarata dal Gestore risulta:

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva	anno di riferimento
Energia Elettrica	1.483.944 MWh	112.412 MWh (lorda)	2005
Energia Elettrica	1.483.944 MWh	169.875 MWh (lorda)	2006
Energia Elettrica	1.483.944 MWh	185.718 MWh (lorda)	2007

5.2 Impianti di combustione

La Centrale è costituita da due gruppi turbogas. Ciascuna sezione è composta da:

- un compressore dell'aria;
- 14 combustori;
- una turbina di espansione (turbina Nuovo Pignone), coassiale al compressore, nella quale i gas di combustione si espandono per poi essere rilasciati in atmosfera;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

- un camino alto 19,2 m e area sezione di uscita 36 mq;
- un alternatore, potenza nominale 107 MVA, tensione nominale 15 kV;
- un trasformatore principale dove l'energia elettrica prodotta dall'alternatore viene elevata alla tensione 150 kV per essere erogata sulla rete elettrica nazionale;
- 3 trasformatori secondari per i servizi ausiliari.

Completano la centrale i servizi ausiliari di seguito indicati:

- un gruppo elettrogeno di emergenza da 2,5 MVA a motore diesel, che consente l'avviamento di un gruppo turbogas partendo da centrale completamente ferma e assenza di tensione sulla rete;
- due caldaie per il riscaldamento del gas naturale (metano) aventi una potenza di 1.800.000 Kcal/h in grado di produrre acqua calda a 90 °C con fumi convogliati che scaricano in un camino metallico alto circa 8 m.
- Un sistema antincendio ad intervento automatico; la rete idrica e mantenuta in pressione da una autoclave da 30 m³.

5.3 Impianti di trattamento acque reflue

La Centrale è dotata di un sistema raccolta e trattamento acque oleose, industriale e meteoriche che costituiscono lo scarico saltuario SF1.

Le acque sanitarie vengono convogliate a vasche settiche Imhoff a dispersione nel terreno.

5.4 Consumi movimentazione e stoccaggio delle materie prime e combustibili

La Centrale è dotata di 3 serbatoi di stoccaggio gasolio, utilizzato per il funzionamento del Diesel di emergenza, di cui 2 serbatoi interrati da 50 m³ e 63 m³ ed 1 fuori terra da 2 m³.

Sono invece stati svuotati e sigillati dall'Autorità competente, "Agenzia delle Dogane di Trapani", i 2 serbatoi di gasolio da 16.800 m³ ciascuno utilizzati per il gasolio di alimentazione delle turbine.

Per quanto inerente i consumi idrici, gli scarichi idrici ed emissioni in acqua, gli aspetti energetici, le emissioni convogliate e non convogliate in atmosfera, i rifiuti, il rumore e le vibrazioni, il suolo, sottosuolo ed acque superficiali e sotterranee, gli odori e le altre forme di inquinamento resta valido quanto esposto nel il documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

6. IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA

6.1 Generalità

Con l'assetto impiantistico oggetto della domanda AIA, il Gestore introduce alcune modifiche dell'impianto esistente al fine di ridurre le emissioni di ossidi di azoto e di migliorare le prestazioni di esercizio con aumento del rendimento globale dell'impianto. In particolare le azioni saranno indirizzate ad un ammodernamento del sistema di combustione dei turbogas ed ad una revisione generale di impianto con sostituzione di parti di turbina e compressore. Inoltre, per quanto riguarda la riduzione delle emissioni, il Gestore propone l'installazione di bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto.

Il nuovo sistema di combustione, denominato Dry Low NOx (DLN1)¹, trova un'ampia applicazione dal parte di General Electric, fornitore delle macchine, su turbogas di tipo "heavy duty", come nel caso specifico delle macchine installate presso la Centrale di Trapani.

A seguito delle modifiche previste, la potenza elettrica lorda generata aumenterà dagli attuali 84,7 MW fino a 109 MW per ciascun turbogas, in condizioni di 100% del carico nelle condizioni ISO, mentre il rendimento elettrico lordo passerà da 29,2% al 33,2%.

Gli interventi previsti non richiedono significative modifiche esterne alle apparecchiature ed alle strutture di contenimento e pertanto il lay-out dell'impianto esistente non viene modificato in modo sostanziale. Anche il processo produttivo, consistente nella produzione di energia elettrica con combustione di gas naturale, rimane invariato.

6.2 Impianti di combustione ed elettrici

Compressori, Bruciatori e Turbine a Gas

L'installazione dei bruciatori DNL1 richiede modifiche parziali della geometria interna dei combustori, per permettere la realizzazione dei diversi stadi di combustione con innalzamento della temperatura di fiamma, al fine di garantirne la stabilità nelle diverse condizioni di miscelazione, di temperatura e nelle possibili condizioni di funzionamento, e d'installare un sistema di preriscaldamento che faciliti la transizione alle condizioni di premiscelazione.

La scelta progettuale adottata dal Gestore è di adeguare il sistema di combustione ad una temperatura di fiamma di 2.020 °F (1.100 °C), in linea con lo standard del costruttore; temperatura alla quale è possibile l'ottimizzazione del funzionamento dei combustori: contenendo la produzione di NOx e migliorando il rendimento dell'impianto.

¹ La tecnologia dei bruciatori Dry low NOx (DLN) è stata sviluppata da General Electric specificatamente per i turbogas "heavy duty" di classe E e permette di operare nelle diverse modalità di carico come segue:

- in fase di accensione ed a bassi carichi, con combustione nella zona primaria;
- a carichi intermedi (20-60%) in cui la fiamma è presente sia nella zona primaria che in quella secondaria, con miscele moderatamente magre (con rapporto combustibile/aria inferiore all'unità) e questa fase serve come transizione alla fase di premiscelazione;
- dal 60% fino a pieno carico con premiscelazione nella zona primaria, e combustione nella zona secondaria.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

L'innalzamento della temperatura di fiamma rende necessaria la sostituzione di alcune parti di impianto direttamente a contatto con essa o con i fumi nei punti più caldi con altri di caratteristiche e progetto più avanzati.

La temperatura massima prevista del gas allo scarico aumenta da 995 a 1.100°F (535-593 °C). Si prevede la modifica, nei primi stadi, dei compressori e delle turbine a gas con modifica del profilo delle palette e la sostituzione dei rotori e la modifica dello stadio di raffreddamento finale e dei diffusori dei gas di scarico.

L'insieme degli interventi citati migliorano il rendimento elettrico lordo dell'impianto, il quale passerà dall'attuale 29,2% a 33,2%, con un rendimento netto pari a 32,6% ed un rendimento minimo garantito in condizioni di base load pari a 32%, in accordo con le Linee Guida nazionali per le Migliori Tecniche Disponibili per i grandi impianti di combustione.

E' previsto anche un aumento della potenza elettrica lorda, per ciascun gruppo, che sarà pari a 109 MW alle condizioni ISO per ciascun gruppo turbogas-alternatore rispetto all'attuale 84,7 MW. La potenza termica, per ciascun gruppo, passerà dagli attuali 290 MWt a 328,4 MWt. Si prevede inoltre un'alimentazione dell'impianto a solo gas naturale, con rimozione completa delle componenti dedicate all'attuale possibile alimentazione gasolio.

Trasformatore Principale, Trasformatori Secondari e Generatori

I generatori elettrici ed i trasformatori verranno sostituiti con nuove macchine di concezione più moderna e dimensionate per la nuova potenza erogata (140 MVA).

La differenza delle dimensioni di ingombro delle nuove apparecchiature rispetto alle esistenti non sarà significativa, e non sarà necessario apportare modifiche alle strutture di contenimento.

A valle dei nuovi trasformatori sarà realizzato un sistema di interruzione e sezionamento che separerà fisicamente l'impianto rispetto alla stazione elettrica AT adiacente di proprietà di Terna.

Si prevede inoltre la sostituzione dei quadri elettrici con altri di concezione più moderna a maggiore affidabilità.

6.3 Produzione e consumo di energia

Il consumo di energia elettrica rimane sostanzialmente invariato, come riportato dal Gestore nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

C.B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (KWh/KWh)	Consumo elettrico specifico (KWh/KWh)
CEE4		23.302	Energia elettrica per ausiliari autoprodotta con GDE	Non applicabile	
CEE		33.363	Energia elettrica per ausiliari autoprodotta con turbogas	Non applicabile	
TOTALE		56.665 (a)		Non applicabile	0,029

NOTE:

a) L'energia elettrica consumata rimarrà invariata rispetto alla configurazione attuale. Il consumo specifico si riduce.

L'incremento di potenza elettrica lorda di ogni singola turbina comporta un aumento di energia elettrica netta di oltre il 20% passando da circa 1.450.581 MWh a circa 1.876.317 MWh. La produzione di energia alla capacità produttiva indicata dal Gestore è riportata nella tabella seguente:

C.B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibili e utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (KW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (KW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
PEE-00	Gruppi Turbogas E1a e E1b	Gas naturale	656.800	5.753.568	-	218.000	1.909.590	1.576.317 (a)
PEE-CEE4	Gruppo Diesel di emergenza E17 (b)	Gasolio	6.000	52.550	-	2.650	23.302	-
TOTALE			662.800	5.806.128	-	220.650	1.932.892	1.876.317

NOTE:

- a) L'energia elettrica netta è stata calcolata sulla base del rendimento elettrico netto atteso pari al 32,6%. Il rendimento elettrico netto minimo garantito in condizioni di base load è del 32,0%. Il rendimento elettrico lordo è di 33,2% e il consumo elettrico rimarrà invariato rispetto alla situazione attuale.
- b) L'energia elettrica prodotta è quella massima alla capacità produttiva considerando un funzionamento continuo e costante del generatore diesel di emergenza, in accordo a quanto riportato nella precedente istanza AIA.

Nella configurazione futura la Centrale è utilizzata, analogamente a quanto avviene oggi, per la produzione di energia elettrica nelle ore di punta e nei casi di emergenza di rete.

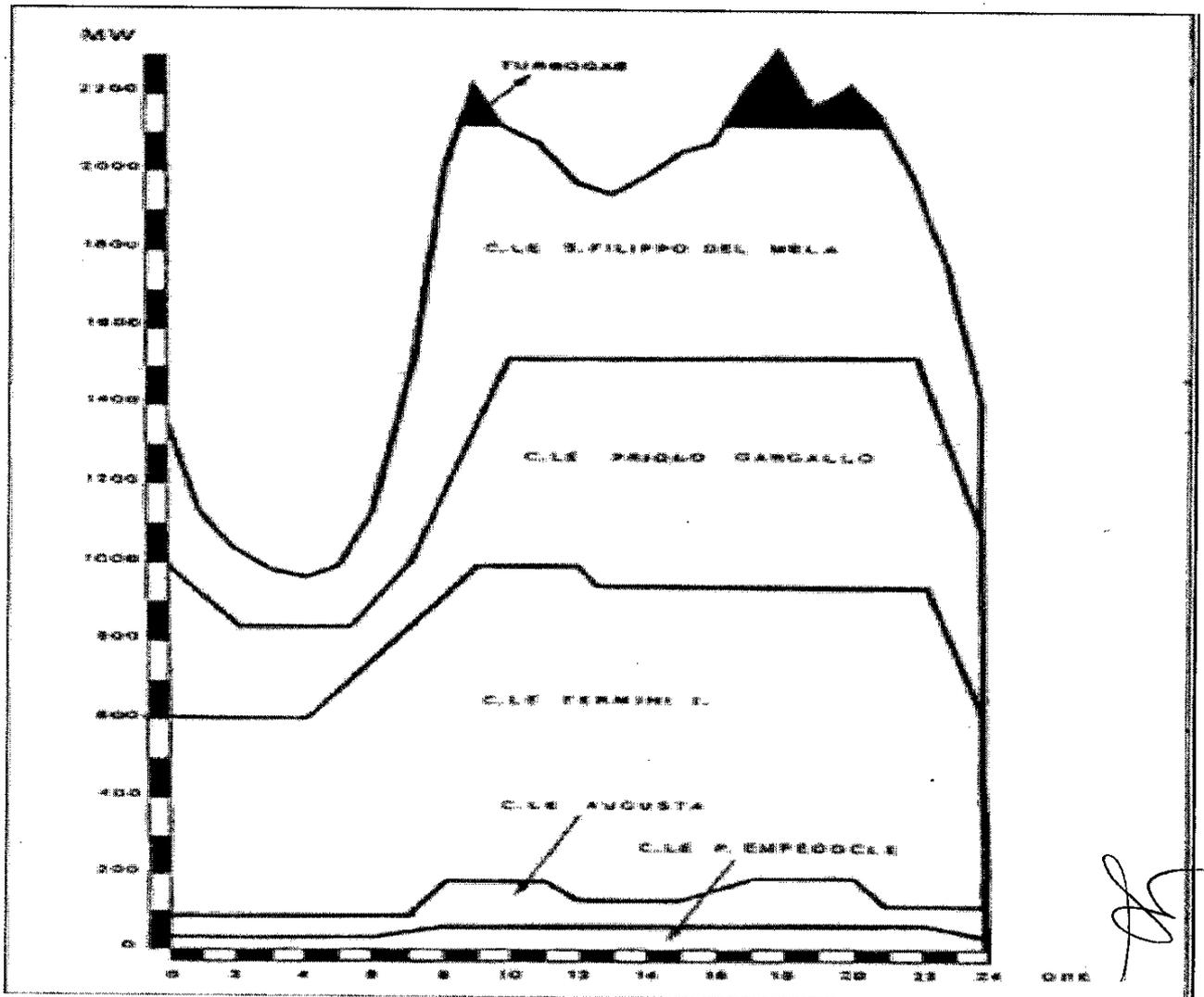


Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

Gli impianti con turbine a gas a ciclo aperto risultano importanti laddove è necessaria una copertura immediata di produzione di energia elettrica.

La figura seguente riporta i contributi tipici, delle centrali localizzate in Regione Sicilia, alla copertura delle esigenze di rete, nelle varie ore del giorno. Il Gestore evidenzia come:

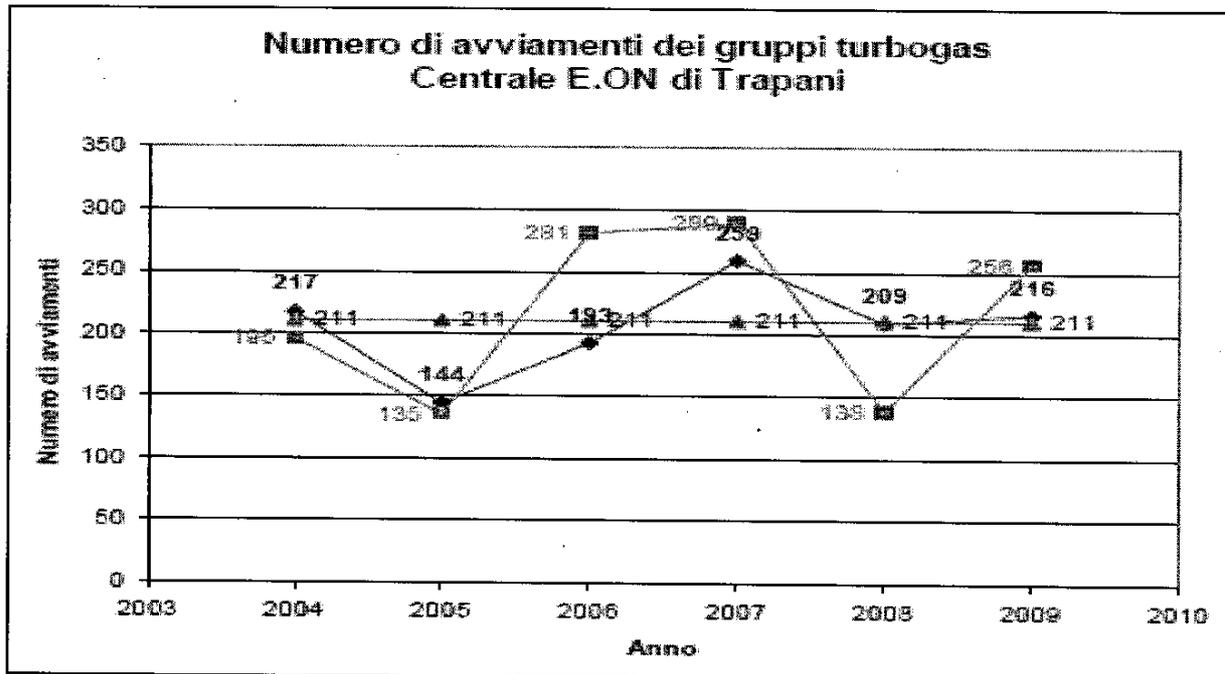
- le centrali legate a sistemi produttivi locali, con fornitura di vapore alle industrie, hanno un funzionamento pressoché continuo;
- le centrali non connesse a sistemi produttivi locali, ma alimentate ad olio o derivati, hanno un funzionamento pressoché continuo nelle sole ore diurne;
- la centrale di Trapani ha un utilizzo nel solo corso delle ore di punta della mattina e del pomeriggio.



Questo tipo di utilizzo della Centrale comporta un elevato numero di avviamenti che si aspetta, nella configurazione futura, in linea con quello degli anni passati. La seguente figura riporta il numero di avviamenti registrato negli anni 2004-2009 per i due gruppi:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI



Gli avviamenti possono essere 1 o 2 al giorno (per le punte della mattina e per quelle pomeridiane), con mantenimento delle macchine al minimo tecnico nel corso delle ore di bassa domanda.

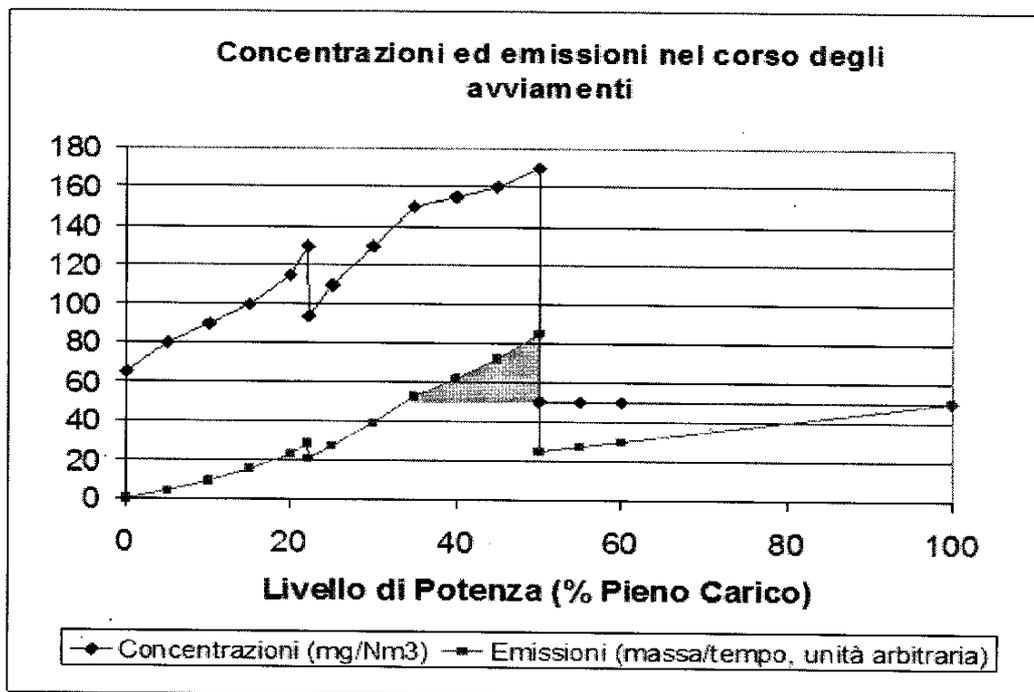
I tempi² di avviamento e di arresto per i gruppi turbogas nella nuova configurazione rimarranno invariati rispetto all'assetto odierno.

Nel corso degli avviamenti le emissioni avranno un andamento tipico come mostrato dal Gestore nella successiva figura:

² I tempi totali sono infatti pari a 32 minuti (da inizio della rotazione della turbina, in trascinamento, sino a turbina in generazione, a pieno carico) in assenza o in presenza di bruciatori DLN. Il transitorio emissivo vero e proprio, con presenza di fiamma e potenza erogata al di sotto del minimo tecnico ha una durata più limitata, pari a circa 20-21 minuti. Allo stesso modo, anche la fase di arresto è di breve durata, di circa 14 minuti.



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI



Il Gestore osserva che, mentre nel transitorio le concentrazioni sono sempre superiori a quelle nominali, le emissioni massiche sono superiori a quelle corrispondenti al pieno carico solo all'interno di un breve intervallo di tempo (triangolo giallo).

6.4 Installazione o modifica di altri componenti di impianto

Sistema di monitoraggio delle emissioni

E' prevista l'installazione di un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) sul camino di ciascun turbogas, per la misura degli NOx (valutati come NO₂) e del CO, correlandoli con la portata fumi.

Sistemi di automazione

I turbogas sono gestiti da un sistema di controllo (Mark VI Simplex) recentemente installato (2005), che verrà ampliato per includere i componenti di nuova installazione ed il sistema di supervisione, comando e controllo a cui fanno capo tutte le altre apparecchiature. Anche questo sistema verrà ammodernato sostituendo i componenti attuali di tipo elettromeccanico, con sistemi a logiche programmabili.

L'impianto manterrà la possibilità di gestione locale e remota dalla Centrale di Tavazzano-Montanaso.

Sistema antincendio e rivelazione di gas



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

Il sistema di rivelazione gas viene sostituito con un modello di concezione più recente, idoneo alle nuove installazioni con centraline di allarme (1 per sezione) costituite con sistema modulare interfacciato al MK VI.

I cabinati attualmente non hanno un sistema di segnalazione di spegnimento in corso (CO₂), sistema che verrà implementato nella configurazione futura (in totale 11 cabinati – 7 sul turbogruppo 1 e 4 sul turbogruppo 2).

Il Gestore verificherà con l'Autorità preposta l'eventuale necessità di un aggiornamento del Certificato Prevenzione Incendi (CPI).

Sistemi di alimentazione del gas naturale

Il sistema di trattamento del gas naturale consiste nella stazione di decompressione, trattamento, analisi e misura, come autorizzato nel vigente Decreto AIA.

La portata nominale delle 2 linee di alimentazione dei turbogas è di 35.000 Nm³/h cadauna (36.923 Sm³/h), la quale risulta idonea alla portata necessaria nel nuovo assetto (pari a circa 32.277 Sm³/h).

Le 2 stazioni di condizionamento e riduzione per l'alimentazione dei turbogas dovranno essere adeguate per renderle idonee a fornire il gas alla pressione richiesta nelle nuove condizioni di esercizio. Gli eventuali nuovi gruppi di riduzione e condizionamento potranno essere posizionati su skid, in prossimità dei componenti da sostituire.

6.5 Uso di risorse ed interferenze con l'ambiente

Acqua

Le fonti di approvvigionamento idrico e gli scarichi idrici sono i medesimi dell'assetto attuale di Centrale, come autorizzati nel vigente documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009.

La prevista modifica non comporta alcuna variazione anche dei quantitativi di acqua approvvigionati e scaricati e della qualità dei reflui.

Materie prime, combustibili e altri materiali

Il consumo di gas naturale, prelevato dalla rete SNAM, aumenta di circa il 20% per ciascun turbogas (portata stimata 32.277 Sm³/h per ciascuna turbina) ed il consumo totale annuo di gas naturale alla capacità produttiva diviene pari a 752.000 t/anno.

I combustibili utilizzati sono riportati dal Gestore nella tabella seguente.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

C.B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)				
Combustibile	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas naturale	<150 mg/Sm ³ (a)	752.000 (b)	36.215	27.233.680
Gasolio (c)	0,002	0	42.287	0

NOTE:

- La percentuale di zolfo qui indicata è quella massima contrattualmente garantita dal fornitore (SNAM); il tenore medio di zolfo è generalmente assai inferiore a questo, anche di oltre un ordine di grandezza.
- Il consumo di gas aumenta rispetto all'assetto attuale, passando da circa 650.000 a circa 752.000 l'anno.
- Il consumo di gasolio non è quantificabile perché utilizzato in sola emergenza.

Il gas naturale per l'alimentazione dei gruppi turbogas è fornito mediante una condotta di prima specie di diametro 250 mm a pressione nominale di 70 bar con capacità massima di 70.000 Nm³/h.

I consumi delle materie prime ausiliarie (oli lubrificanti, gasolio, ecc.³) restano inalterati ed anche i relativi stoccaggi rimangono quindi inalterati.

Occupazione del suolo

Il progetto di adeguamento riguarda sostanzialmente la sostituzione di componenti ubicati all'interno di edifici esistenti, che non vengono modificati, o in postazioni all'interno di piazzali già utilizzate dalle attuali apparecchiature.

Non si richiede quindi nuova occupazione di suolo e modifica alle strutture esistenti.

Emissioni in atmosfera

I punti di emissione convogliata in atmosfera sono riportati dal Gestore nella tabella seguente.

³ Le tipologie e le quantità massime di sostanze stoccabili in depositi sono le seguenti: gasolio per 114 t, dielettrico+lubrificante per 26 t, oli provenienti dall'impianto di disoleazione per 13 t, acetilene per 0,0076 t, ossigeno per 0,01 t, propano per 0,0076 t.

Le tipologie e le quantità di sostanze presenti a bordo macchina (o nel piping) sono: gasolio per 6 m³; oli dielettrici per 48 t; oli lubrificanti per 34 t; olio per gruppo elettrogeno e motopompa antincendio per 0,96 t; gas naturale per 0,8 t.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

C.B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

N° totale camini 2 (a)

n° camino E2a		Posizione amministrativa E	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fuel e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
19,2 m	36 mq	CO	
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			
n° camino E2b		Posizione amministrativa E	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fuel e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
19,2 m	36 mq	CO	
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			

(b)

NOTE:

- a) I punti di emissione in atmosfera non risulteranno modificati a seguito della sostituzione dei bruciatori. A differenza dello stato attuale, in futuro si effettuerà il monitoraggio in continuo delle emissioni.
- b) In questa scheda sono stati inseriti solo i punti di emissione in atmosfera significativi. Gli altri punti poco significativi, riportati nella planimetria dell'Allegato C3, non risultano modificati rispetto la configurazione attuale e sono:

- E17 - Diesel di emergenza
- E1A 4 e 5 - Caldaie di riscaldamento gas naturale
- E1A 6 - Caldaia di riscaldamento uffici
- E1A 7 e 8 - Motopompe antincendio
- E1A 9 - Fumi di saldatura officina, lavaggio pezzo
- E1A 10 - Mensa
- E1A 11 e 12 - Sfiati sistemi gasolio
- E1A 13 e 14 - Sfiati gas e gasolio del sistema di alimentazione dei gruppi
- E1A 15 e 16 - Sfiati vapori olio di lubrificazione
- E1A 17, 18 e 19 - Sfiati locali batterie
- E1A 20 e 21 - Ventilazione camere anelli alternatore



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Le coordinate geografiche dei punti di emissione convogliata in atmosfera sono riportati dal Gestore nella tabella seguente per i 2 camini turbogas E2a e E2b e per alcuni principali punti di emissione ritenuti non significativi (Caldaie di riscaldamento del gas naturale).

Punti di emissione	Coordinate UTM	
	Est (m)	Nord (m)
E2a	288.009,95	4.194.925,32
E2b	288.029,49	4.194.891,48
EIA 4	288.084,18	4.194.929,69
EIA 5	288.085,60	4.194.927,56

Le emissioni convogliate in atmosfera sono riportati dal Gestore nella tabella seguente

Camino	Portata Nm ³ /h (a)	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno (b)	Concentrazioni, mg/Nm ³ (a), (c)	% O ₂
E2a	1.004.700	NOx	50,2	439.756	50	15%
		CO	100,5	880.380	100	
E2b	1.004.700	NOx	50,2	439.756	50	15%
		CO	100,5	880.380	100	

NOTE:

- Valori riferiti ai gas secchi con eccesso di O₂ al 15%.
- I flussi di massa annui sono calcolati considerando un funzionamento di 8.760 ore per entrambi i gruppi turbogas. Realisticamente, i due gruppi funzioneranno non oltre 3.927 ore, massimo storico per sito mai raggiunto negli ultimi 7 anni. I flussi di massa effettivamente smessi in atmosfera saranno quindi inferiori a quanto riportato in questa scheda.
- Le concentrazioni qui riportate sono quelle massime previste dal fornitore dei bruciatori. Si sottolinea che i due gruppi erano originariamente autorizzati per 400 mg/Nm³ di NOx e 100 mg/Nm³ di CO, mentre il Decreto AIA prot. DSA-DEC-2009-0000563 del 15/06/2009 ha prescritto il rispetto dei valori di 250 mg/Nm³ di NOx e 30 mg/Nm³ di CO.

La portata dei fumi di ciascun turbogas, a seguito delle modifiche previste ed al Carico Nominale Continuo (CNC), sarà di 1.004.700 Nm³/h e le concentrazioni massime di inquinanti previste dal progetto saranno pari a:

- NOx come NO₂ per 50 mg/Nm³;
- CO per 100 mg/Nm³.

La portata e le concentrazioni sopra riportate sono riferite a gas secchi con eccesso di ossigeno al 15% e sono calcolate secondo la legislazione vigente.

I livelli di emissione di cui sopra, garantiti dal Gestore, sono applicabili ad un regime di funzionamento dell'impianto compreso tra il carico minimo tecnico ambientale (CMTA = carico minimo tecnico ambientale = 60% del carico nominale e quindi pari a circa 65 MWe) ed il Carico Nominale.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

I citati livelli di emissione non si intendono prescrittivi nel corso dei transitori (avviamento e fermata dell'impianto), nel corso dei quali la portata di combustibile è ridotta rispetto a quella nominale.

La portata di gas secchi riferita al 15% di O₂ al Minimo Tecnico Ambientale (CMTA) è pari a circa 727.000 Nm³/h.

Rumore

Le nuove macchine garantiscono, secondo il Gestore, livelli di rumore più contenuti rispetto a quelli attuali e sempre inferiori agli 80 dB(A), misurati ad 1 metro dalla superficie del componente emittente.

Le macchine saranno tutte alloggiare nei cabinati di contenimento o dietro agli schermi esistenti e non si prevede pertanto alcuna alterazione del clima acustico attuale.

Rifiuti

Le modifiche apportate agli impianti non comportano alterazione né in quantità né come tipologia dei rifiuti prodotti, rispetto a quanto autorizzato nell'attuale Decreto AIA.

Manutenzioni

Le manutenzioni preventive dei nuovi componenti di impianto presenti in centrale vengono effettuate dal Gestore secondo le indicazioni del Fornitore.

Programma delle modifiche e benefici ambientali

Il Programma cronologico delle modifiche è riportato dal Gestore nella tabella seguente:



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

C.5 Programma degli interventi di adeguamento

Intervento	Inizio lavori	Fine lavori	Note
Dismissione attuali bruciatori delle due turbine a gas e loro sostituzione con bruciatori che permettono l'adeguamento alle migliori tecnologie disponibili	Entro 21 mesi dal rilascio dell'	1 anno dall'inizio lavori	
Realizzazione di interventi di miglioramento passaggio	6 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione	18 mesi dal rilascio dell'Autorizzazione (a)	
Adozione di misure per la tutela del suolo e delle acque sotterranee	Nel corso del 2010	(a), (b)	
Tempo di adeguamento complessivo	33 mesi dal rilascio dell'autorizzazione		
Data conclusione	Stimato: marzo 2013		

NOTE.

- (a) La descrizione di questi interventi è riportata nell'Allegato C13.
 (b) Alcune misure immediate saranno intraprese nel corso del 2010. Gli interventi di tutela del suolo e delle acque sotterranee saranno effettuati periodicamente per tutta la vita dell'impianto. Con la cessazione attività si prevedono poi degli interventi specifici. Per i dettagli si rimanda all'Allegato C13.

I benefici ambientali attesi sono riportati dal Gestore nella tabella seguente.

	Linee di Impatto							
	Aria	Clima	Acque superficiali	Acque sotterranee	Suolo, sottosuolo	Rumore	Vibrazioni	Radiazioni non ionizzanti
Dismissione Attuali bruciatori e loro sostituzione con bruciatori ad efficienze superiori	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Realizzazione di interventi di miglioramento dell'inserimento passaggio	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Adozione di misure per la tutela del suolo e delle acque sotterranee	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO

Tra i lavori proposti nelle modifiche, il Gestore annovera anche opere di miglioramento ambientale in particolare per la tutela dei suoli e del sottosuolo indica:



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

- misure per l'eliminazione del rischio di contaminazione da idrocarburi (oli, additivi, ecc.) e per garantire il suo riutilizzo;
- monitoraggio dell'integrità dei serbatoi e dei bacini di contenimento;
- pulizia e manutenzione straordinaria della vasca di raccolta delle acque reflue;
- installazione e messa in esercizio di una rete piezometrica per la verifica della qualità delle acque sotterranee;
- test di tenuta dei serbatoi interrati di gasolio;
- indagini sul sito a lungo periodo per analiti specifici (TPH, IPA, BTEX, nitrati, ferro e manganese).

Gli interventi proposti dal Gestore, secondo quanto riportato nella domanda di rinnovo di AIA per il confronto con gli SQA (cfr. tabelle seguenti), consentono un sostanziale miglioramento delle concentrazioni di NO_x fino a valori massimi inferiori del 15% del valore limite della qualità dell'aria per le concentrazioni orarie e al 2% per le concentrazioni medie annuali (e comunque inferiori ai 30 µg/Nm³ per la protezione degli ecosistemi), con un peggioramento delle condizioni di CO con un massimo trascurabile pari a circa l'1% del valore limite di qualità dell'aria su 8 ore.

Tabella 5: 99,8 percentile della concentrazione massima oraria di biossido di azoto (µg/m³)	
Scenario	Concentrazione (µg/m³)
Scenario Attuale	158,03
Scenario Futuro	28,70
Limite normativo di riferimento	200

Tabella 6: concentrazioni medie annue di biossido di azoto (µg/m³)	
Scenario	Concentrazione (µg/m³)
Scenario Attuale	3,58
Scenario Futuro	0,67
Limite normativo di riferimento	40

Tabella 6: concentrazioni medie massime su 8 ore di monossido di carbonio (µg/m³)	
Scenario	Concentrazione (mg/m³)
Scenario Attuale	0,0331
Scenario Futuro	0,1071
Limite normativo di riferimento	10



Commissione Istruttoria IPPC Parere Centrale Turbogas E-ON PRODUZIONE TRAPANI

Anche l'analisi di rischio condotta dal Gestore, con riferimento alle sostanze gas naturale, olio lubrificante, olio per trasformatori, gasolio, vapore d'acqua in pressione, reagenti per il condizionamento dell'acqua di alimento o per il trattamento dell'acqua reflua, idrogeno e senza stimare la frequenza di accadimento degli eventi incidentali, ha mostrato che non sussistono incidenti innescati da sostanze chimiche pericolose, per cui l'area credibile di rischio è esterna al perimetro di centrale in aperta campagna con rischio all'esterno ritenuto trascurabile dal Gestore. Il Gestore ha dichiarato che in centrale non sono presenti: vapore d'acqua in pressione, reagenti per il condizionamento dell'acqua di alimento o per il trattamento dell'acqua reflua, idrogeno.

Secondo quanto dichiarato dal Gestore, la fase di cantiere si sviluppa su un periodo temporale di circa 3 anni, di cui per l'adeguamento dei turbogas il tempo di cantiere è di circa un anno dall'inizio lavori (sono 21 mesi per l'approvvigionamento delle nuove macchine + 12 mesi di installazione).

6.6 Confronto tra configurazione attuale e futura per i principali parametri di interesse

L'assetto attuale di centrale attuale e futuro è sintetizzato in Tabella seguente:

Tabella 1: Sintesi delle Prestazioni Complessive della Centrale

Parametri	UM	Configurazione Attuale		Configurazione Futura	
		Turbogas 1/2	Totale	Turbogas 1/2	Totale
Potenza elettrica lorda	MW	84,7	169,4	109	218
Potenza termica nominale	MW	290	580	328,4	656,8
Rendimento elettrico lordo	%		29,2		33,2
Autoconsumi	MW	1,9	3,8	1,9	3,8
Potenza elettrica netta	MW	82,8	165,6	107,1	214,2
Rendimento elettrico netto	%		28,5		32,6 previsto 32,0 garantito
Consumo gas naturale	Sm ³ /h	26.000	52.000	32.277	64.554
Consumo olio combustibile	t/h	27	54	--	--
Portata fumi secchi ⁽¹⁾	Nm ³ /h	843.000	1.686.000	1.004.700	2.009.400
Velocità fumi tal quali	m/s	21,4		24,5	
Temperatura fumi (max)	°C	535		547	
Concentrazione massima nei fumi di NOx ⁽¹⁾	mg/Nm ³	250 ⁽²⁾		50	
Concentrazione massima nei fumi di CO ⁽¹⁾	mg/Nm ³	30 ⁽²⁾		100	
Emissioni massime NOx (come NO ₂)	kg/h	210,7	421,5	50,2	100,4
Emissioni massime CO	kg/h	25,3	50,6	100,5	201,0
Minimo Tecnico Ambientale	MWe	-	-	65	-

(1) Riferite gas secchi con eccesso di O₂ al 15%

(2) Valori massimi prescritti dal Decreto AtA



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

7. QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE

Il quadro autorizzativo attuale fa riferimento al documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009.

Per quanto riguarda i **comparti aria, acqua e rifiuti** l'AIA richiesta dal Gestore ed oggetto della presente Istruttoria sostituisce la precedente autorizzazione della durata di 1 anno e le prescrizioni inerenti i limiti alle emissioni in atmosfera in essa stabiliti.

Comparto	Ente competente	Data di rilascio	Data di scadenza	Norme di riferimento	Descrizione
Prevenzione incendi	Vigili del Fuoco: Comando Provinciale di Trapani	27/03/09	23/03/12	DM 13/02/1982 DPR 12/01/1998 N.37	Certificato prevenzione incendi n. 8466
Appartenenza al Registro comunitario EMAS	Comitato Ecolabel - Ecoaudit	23/10/09	14/06/12	Regolamento CE 761/01 (EMAS)	Certificato di Registrazione n° I- 000236
Conformità al Reg. CE 761/01 (EMAS)	Certiquality	25/06/09	24/06/12	Regolamento CE 761/01 (EMAS)	Attestato n° E120
Conformità alla norma ISO 14001:2004	IQNET e CISQ	16/06/09	15/06/12	Norma ISO 14001/04	Certificato n° IT-32636
Conformità alla norma ISO 14001:2004	Certiquality	16/06/09	15/06/12	Norma ISO 14001/04	Certificato n° 6113
Generali (Emissioni in atmosfera e Scarico reflui industriali)	Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e Ministero delle Attività produttive	15/06/09	14/06/10	D.Lgs. 59/2009 (A.I.A.)	Decreto DSA-DEC-2009-0000583
Prelievo acqua di falda, Scarichi superficiali e sotterranei	Comune di Trapani - VIII° Settore - Servizi a rete	06/08/08	05/08/12	LR 27/86 L 127/97 - LR 23/98 DLgs 152/06	Autorizzazione allo scarico delle acque reflue civili
Deposito oli minerali (33.746 m ³)	Regione Sicilia - Ass.to Industria	23/12/08	26/10/12	DR 2054/97 Dlgs 79/99	Autorizzazione all'esercizio del deposito - D.D n° 2110-VI-PA (pratica TP/296)
Prelievo acqua di falda, Scarichi superficiali e sotterranei	Regione Sicilia - Ass.to Lavori Pubblici - Genio civile	08/11/1994 Volutrata a E.ON il 01/09/08	08/11/24	Dlgs 12/07/1993 n.275 L 36/1994 L 10/05/1976 n.319	Autorizzazione all'utilizzo del pozzo (pratica P/5231)



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Emissioni di CO ₂	Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e Ministero delle Attività produttive	28/12/04		DL 12/11/2004 n.273 D.Lgs. 216/06 DEC/RAS/65/2006 Deliberaz. n° 16/2008	Autorizzazione n° 796 ad emettere gas ad effetto serra
Produzione E.E.	Agenzia delle Dogane (ex Ufficio Tecnico Finanze)	15/01/09	s.s.	Dlgs 26/10/1995 n.504	Licenza d'esercizio officina elettrica n° IT00TPE00045X
Deposito oli minerali (33.746 m ³) e Licenza di operatore registrato	Agenzia delle Dogane (ex Ufficio Tecnico Finanze)	15/01/09	s.s.	Dlgs 26/10/1995 n.504	Licenza Esercizio Deposito Oli minerali n° IT00TPO00057M

8. SOSTENIBILITA' TECNICA ECONOMICA ADOZIONE MTD

La Centrale Turbogas di Trapani è costituita da 2 gruppi turbogas heavy-duty alimentati a gas metano.

La verifica di conformità dell'impianto per l'applicazione delle migliori tecniche disponibili è effettuata attraverso il confronto con quanto riportato in riferimento nella Linea Guida Nazionale pubblicata su GU S.O. n° 29 del 03 marzo 2009 e al D.M. del 01.10.2008 'Emanazione di linee guida per l'individuazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 5' per le componenti acqua, suolo, rifiuti ed aria relativamente ad impianti di combustione alimentati a gas naturale, oltre che a quanto nei Bref comunitari con particolare riferimento al 'Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants' (Luglio 2006).

Si evidenzia che, sulla base dei dati forniti dal Gestore, le prestazioni emissive in aria dell'impianto sono in linea con quelle previste dal Bref LCP relativamente agli inquinanti CO ed NOx.

Nel seguito sono analizzati gli aspetti specifici inerenti l'esercizio dell'impianto.

8.1 Confronto con le MTD

Sistema di Gestione Ambientale

Sistemi di gestione ambientale
MTD: Implementare ed aderire ad un Sistema di Gestione Ambientale
E' stato adottato un Sistema di Gestione Ambientale e la Centrale è certificata EMAS (certificato di registrazione n. IT-000236 del 23/10/2009) ed ISO 14001:2004 (certificato n. IT-32636 del 23.12.2008)

Utilizzo di materie prime e combustibile



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Il Gestore riferisce un aumento dei consumi di gas naturale di circa il 20% per ciascun turbogas, con miglioramento dei rendimenti per le nuove modalità di utilizzo nell'alimentazione e nella gestione delle fasi di combustione, compressione ed espansione.

Alimentazione e gestione combustibili gassosi
<i>Materiale: gas naturale</i>
<i>Inquinante: emissioni gassose di gas naturale</i>
MTD: <ul style="list-style-type: none">- <i>Emissioni fuggitive: usare sistemi di leak detection e sistemi di allarme</i>- <i>Utilizzo efficiente della risorsa:</i><ol style="list-style-type: none">1. <i>usare un sistema di espansione (turbina) per il recupero del contenuto di energia del gas pressurizzato.</i>2. <i>preriscaldare il gas usando il calore di scarto del sistema</i>
Stato: Applicata. Utilizzo di gas naturale.

Uso efficiente dell'energia

Nella seguente tabella si riporta il confronto con le MTD sull'efficienza energetica, tratte dal D.M. del 01.10.2008 *Emanazione di linee guida per l'individuazione 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.*



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

Efficienza termica – Combustibili gassosi

MTD: l'applicazione di una turbina a gas a ciclo combinato è considerata tecnicamente il più efficiente sistema di produzione di energia elettrica.

Prestazioni previste dal D.M. 01.10.2008 Emanazione di linee guida per l'individuazione 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:

Tipologia di impianto	Taglia massima d'impianto o sezione (MW elettrici)	Efficienza elettrica in pura condensazione (%) (*)		Efficienza termica in cogenerazione (%) (**)	
		Nuovo	Esistente	Nuovo	Esistente
Centrali elettriche con caldaie tradizionali		40+42	38+40		
Turbine a gas ciclo semplice		38+42	32+35		
Cicli combinati con turbine a gas		54+58	50+54	75+85	75+85

Tabella 16

(*) il range di rendimento dipende molto dalla sorgente fredda di raffreddamento del condensatore (condensatori once trough; circuiti di raffreddamento a torre evaporativa; condensatore ad aria)
(**) valore indicativo; dipende dal livello di potenza termica fornita.

(Tabella tratta dal paragrafo 4.2.4 dell'Allegato al D.M. del 01.10.2008)

Stato: Applicata

Il rendimento elettrico della Centrale passa con le modifiche dall'attuale 29,2% al 33,2% in linea con quanto indicato nelle Linee Guida per impianti Turbogas a ciclo semplice esistenti.

Aria

Nella tabella di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sulle emissioni in aria:

Emissioni di NOx e CO da combustione gas naturale
▪ MTD: per turbine a gas esistente, Utilizzo di sistema di iniezione acqua e vapore o SCR e monitoraggio continuo, completa combustione, unitamente alla corretta progettazione della camera di combustione.
Prestazioni: Livelli di emissione NOx: 50 – 90 mg/Nm ³ e CO: 30 – 100 (O ₂ 15%)
Stato: Prestazioni soddisfatte con NOx = 50 mg/Nm ³ e con CO = 100 mg/Nm ³ .
Emissioni di polveri e SO₂
MTD: con l'utilizzo di gas naturale non sono previsti tecniche di abbattimento per polveri e SO ₂ .
Livelli indicati per le emissioni di polveri e SO ₂ senza sistemi di abbattimento (15%O ₂): Polveri: molto inferiori a 5 mg/Nm ³ ; SO ₂ : molto inferiori a 10 mg/Nm ³

Acqua

Il Gestore riferisce che non ci sono modifiche rispetto all'AIA precedente.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Rifiuti

Il Gestore riferisce che non ci sono modifiche rispetto all'AIA precedente.

La gestione dei rifiuti comporta immissioni conseguenti ritenute dal Gestore adeguate rispetto agli SQA sia per la prevenzione dell'inquinamento mediante MTD che per l'assenza di fenomeni di inquinamento significativi.

Nella tabella qui di seguito viene effettuato il confronto con le MTD sui rifiuti:

Corretta gestione dei rifiuti
MTD: <i>Presenza di un Sistema di Gestione Ambientale che preveda la quantificazione annua dei rifiuti prodotti, un piano di riduzione dei rifiuti e/o recupero degli stessi.</i> <i>Presenza di buone procedure operative e di manutenzione dell'impianto.</i>
Stato: Applicata L'impianto in oggetto è dotato di Sistema di Gestione registrato EMAS e certificato ISO 14001:2004.
MTD: <i>Caratterizzazione dei rifiuti attraverso analisi chimiche, separazione dei rifiuti in base alla loro tipologia, sistema interno di rintracciabilità di rifiuti.</i>
Stato: Applicata Viene applicata poiché già regolamentata da leggi specifiche.
MTD: Riduzione produzione, recupero o eliminazione ad impatto ridotto dei rifiuti
Stato: Applicata L'impianto in oggetto è dotato di Sistema di Gestione registrato EMAS e certificato ISO 14001:2004.
MTD: Controllo delle quantità di rifiuti.
Stato: Applicata. Viene effettuato il monitoraggio periodico delle quantità di rifiuti prodotti dalle procedure SGA.

Rumore

La gestione del rumore comporta immissioni conseguenti ritenute dal Gestore più contenute rispetto agli SQA attuali sia per la prevenzione dell'inquinamento mediante MTD che per l'assenza di fenomeni di inquinamento significativi, con miglioramento e beneficio ambientale rispetto all'AIA precedente.

Suolo, sottosuolo e acque sotterranee

Per quanto riguarda gli aspetti di possibile contaminazione del suolo, sottosuolo e acque sotterranee il Gestore dichiara che, in riferimento allo stoccaggio di gasolio e materie ausiliarie, non ci sono modifiche rispetto all'AIA precedente, se non un possibile miglioramento e beneficio ambientale per l'avvio di iniziative di prevenzione, monitoraggio e recupero di aree in precedenza utilizzate per lo stoccaggio in serbatoi.

8.2 Convincimenti e motivazioni

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC sulla base:



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

- a) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della domanda** e dei suoi allegati per il rilascio dell'AIA; (Prot. DVA-2010-0005007 del 22/02/2010);
- b) degli **impegni assunti dal Gestore con la compilazione e la sottoscrizione della Scheda E** ed allegati "Modalità di gestione degli aspetti ambientali e piano di monitoraggio";
- c) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- d) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;
- e) dell'evidenze fornite dal Gestore riguardo l'applicazione delle MTD;
- f) dell'evidenza fornita dal Gestore, di cui lettera del Gestore protocollo n. 0000915-2010-16-6-P del 18/06/2010 (acquisita al prot. CIPPC-00_2010-0001258 del 18/06/2010), circa il rispetto delle prescrizioni di cui l'Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i.;
- g) dell'evidenza fornita dal Gestore, di cui lettera del Gestore protocollo n. 0000915-2010-16-6-P del 18/06/2010 (acquisita al prot. CIPPC-00_2010-0001258 del 18/06/2010), in ottemperanza a quanto prescritto da Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i. riguardo l'utilizzo del gasolio durante le fasi di avviamento impianto;
- h) che le modifiche proposte dal Gestore si riferiscono al recepimento delle prescrizioni di cui il documento di rilascio di AIA da parte del MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 il quale prescrive al Gestore la realizzazione di una serie di interventi ambientalmente migliorativi, tra cui l'adozione di un sistema di combustione a ridotto impatto sull'ambiente del tipo Dry Low NOx e di un sistema di monitoraggio delle emissioni in continuo (SME);
- i) che il Gestore ha adottato un Sistema di Gestione Ambientale (SGA) certificato in accordo con gli standard ISO 14001 ed EMAS.

propone all'Autorità Competente di procedere al rilascio dell'autorizzazione richiesta prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, delle indicazioni per il piano di monitoraggio e controllo, come di seguito riportato.

9. PARERE E PRESCRIZIONI

Il GI nominato per l'istruttoria di cui si tratta autorizza l'esercizio dell'impianto per il periodo 2010-2018 ritenendo che l'esercizio dell'impianto potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 59 del 2005, **se saranno rispettate le seguenti prescrizioni e i seguenti valori limiti di emissione** (VLE) di inquinanti.

Nei termini di cui l'Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i., e sulla base della lettera del Gestore protocollo n. 0000922-2010-16-6-P del 18/06/2010 (acquisita al prot. CIPPC-00_2010-0001259 del 18/06/2010), in cui il Gestore dichiara la tempistica necessaria per avviare gli interventi di adeguamento, strettamente dipendente dai tempi di consegna delle Turbine a Gas si prescrive che detti lavori di adeguamento abbiano termine entro, e non oltre, un tempo massimo di 36 mesi dal rilascio della presente Autorizzazione Integrata Ambientale.

Il Gestore, entro tre mesi dal rilascio della presente autorizzazione, dovrà presentare all'Autorità Competente il valido contratto di acquisto delle Turbine a Gas. Contestualmente, il Gestore presenterà all'Autorità Competente un piano lavori del quale, con cadenza semestrale, ne notificherà il rispetto all'Autorità Competente.

Fino all'entrata in esercizio delle sezioni turbogas ambientalizzate, valgono le prescrizioni riportate nella Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i..

9.1 Capacità produttiva

Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA di 656.8 MWt; tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda sono vincolati ai sensi di quest'autorizzazione e tutte le procedure proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica.

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

9.2 Approvvigionamento e gestione dei combustibili e di altre materie prime

In merito all'approvvigionamento di materie prime ed ausiliarie, sostanze e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti sistemi e misure per evitare eventuali sversamenti:

- precauzione affinché materiale liquido e solido di materie prime possano essere trascinati al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
- i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità pari almeno ai due terzi di quella autorizzata dei serbatoi che vi insistono, devono essere pavimentati e facilmente ispezionabili.

Tutte le forniture che raggiungono la centrale devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

In relazione all'approvvigionamento di combustibile (gasolio) si prescrive la sua caratterizzazione ai sensi dell'allegato X, alla Parte V del D.Lgs.152/06, in termini di potere calorifico e composizione media dei componenti principali e per i liquidi in termini di viscosità, percentuali di acqua e sedimenti, di zolfo, di residuo carbonioso, di nichel e vanadio, di ceneri e di PCB/PCT con le modalità e frequenza indicate nel piano di monitoraggio e controllo al quale si rimanda; tale analisi è utile anche per un calcolo delle emissioni prodotte da un eventuale utilizzo.

La Centrale è autorizzata all'utilizzo di:

- gas naturale per alimentare i 2 gruppi turbogas e le 2 caldaie per il riscaldamento del gas metano;
- gasolio per il gruppo elettrogeno di emergenza per le sole fasi di avviamento di un gruppo turbogas.

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

9.3 Prescrizioni emissioni in atmosfera

Si pone l'obbligo di utilizzo di solo gas naturale per il funzionamento dei turbogas e si fissano i seguenti valori limite di emissione VLE in atmosfera relativi ai diversi punti di emissione:

Emissioni convogliate

Parametro	Livello di prestazione BREF ¹ mg/Nm ³	Limite Dlgs 152/06 mg/Nm ³	Limite AIA prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 mg/Nm ³	Limite prescritto mg/Nm ³	% O ₂
NO _x	50-90	400	250	250 e dall'entrata in esercizio dei gruppi modificati 50	15
CO	30-100	100	30	30 e dall'entrata in esercizio dei gruppi modificati 100	

(1) Paragrafo 4 parte terze allegato 1 della parte V del dlgs152/06

I valori limite sopra prescritti dovranno essere applicati durante i periodi di normale funzionamento dell'impianto e la verifica di conformità ai valori limite è effettuata secondo



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

le modalità riportate nel Dlgs 152/2006 e s.m.i., secondo cui il valore limite imposto si intende rispettato se la valutazione dei risultati evidenzia che, nelle ore di normale funzionamento, durante un anno civile, nessun valore medio mensile supera il pertinente valore limite di emissione imposto e se il 97% di tutti i valori medi di 48 ore si mantiene al di sotto del 110% del valore di emissione imposto.

Relativamente ai controlli si rimanda alle modalità e tempistiche previste nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

I limiti riportati in tabella non si applicano durante le fasi di avviamento, transitorio, arresto solo per il periodo in cui l'impianto si trova al di sotto del Minimo Tecnico.

Utilizzo SME

In concomitanza con l'entrata in esercizio dell'impianto ambientalizzato, entrambi i camini, n. 1 e 2, devono essere dotati del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) di NO_x, CO, O₂, della temperatura, del vapor d'acqua, della pressione e della portata dei fumi; tale sistema di misura dovrà essere conforme alla Norma UNI EN 14181:2005 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) come specificato nel Piano di Monitoraggio e di Controllo al quale si rimanda.

Fino all'entrata in esercizio dell'impianto ambientalizzato si prescrive un monitoraggio bimestrale delle emissioni in atmosfera.

Punti di emissione camino generatore di emergenza e caldaie

Per quanto relativo al generatore di emergenza si pone l'obbligo all'utilizzo di gasolio. Considerando la qualità del combustibile e l'utilizzo limitato ristretto ai soli casi di mancanza di tensione sulla rete, queste emissioni possono ritenersi non rilevanti.

Per quanto relativo alle emissioni a camino delle caldaie, in considerazione dell'utilizzo del solo gas metano come combustibile, si prescrive un piano di monitoraggio e controllo degli inquinanti come a seguito riportato:

Emissioni caldaia ausiliaria

Punto di emissione – Camino caldaia ausiliaria AC3			
Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Alimentazione metano	Utilizzo di metano	Misura continua del flusso	Registrazione su file. Vedi Piano di Monitoraggio e Controllo
Tempo di utilizzo (1)	Durata del tempo di esercizio	Misura del tempo tra l'avvio della alimentazione ai bruciatori e l'interruzione dell'immissione di metano ovvero misura del tempo di utilizzo della caldaia	Registrazione su file. Vedi Piano di Monitoraggio e Controllo



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Emissioni di inquinanti rilevanti	Registrazione delle emissioni di NOx, CO	Misura ovvero stima	Registrazione su file. Vedi Piano di Monitoraggio e Controllo
-----------------------------------	--	---------------------	---

Altri punti di emissione

Tutti gli impianti di combustione relativi alle emissioni secondarie (gruppi elettrogeni, motopompe antincendio, ecc.) alimentati a gasolio durante gli occasionali periodi di funzionamento dovranno rispettare i limiti previsti dal DLgs.152/06 per tali impianti.

Per tutti gli **altri punti di emissione convogliati** e/o convogliabili dovranno essere rispettate le prescrizioni e i limiti previsti dal D.Lgs.152/06 e s.m.i.

In caso di attivazione di nuove attività, e/o nuovi punti di emissione il Gestore dovrà inoltrare una comunicazione all'autorità competente ai sensi dell'art.269 comma 15 DLgs.152/06.

Transitori

Visto che l'impianto, sulla base dei dati storici e previsionali, opera ed opererà con frequenti transitori, è necessaria una considerazione particolare degli effetti da essi causati sul loro peso sulle emissioni in aria.

Per tali transitori attenzione va posta alle modalità di gestione operativa, all'appropriata manutenzione e all'idoneo approvvigionamento di combustibile e materie prime.

A tal fine, il Gestore deve mantenere aggiornato il piano di monitoraggio dei transitori esistente, sviluppatto in accordo con quanto prescritto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i., indicando i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente, le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti, i relativi tempi di durata, il tipo e consumo dei combustibili utilizzati, gli eventuali apporti di vapore ausiliario; tali informazioni dovranno essere inserite nelle informazioni di reporting come previsto dal PMC.

9.4 Emissioni fuggitive

Essendo l'impianto molto piccolo, e le perdite fuggitive limitate a eventuali fuoriuscite di metano, si prescrive che tali perdite debbano essere gestite durante la normale operatività dell'impianto (visite periodica e gestione delle manutenzioni tramite SAP).

Ulteriori prescrizioni

Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:

- a) Ogni sezione deve rispettare i suddetti limiti di emissione in tutte le condizioni di funzionamento, escluse le fasi di avviamento e di arresto.
- b) Le apparecchiature di misura devono essere esercite, verificate e calibrate a intervalli regolari secondo le modalità previste dal D.Lgs. 152/2006 ed UNI EN 14181.
- c) I metodi di campionamento, analisi e valutazione dei risultati delle emissioni sono quelli indicati nel piano di monitoraggio e controllo.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI

- d) L'impianto deve essere predisposto per consentire alle Autorità competenti il controllo periodico delle emissioni.
- e) Per le misurazioni delle emissioni, nelle fasi di avvio/arresto, devono essere implementate adeguate procedure di monitoraggio, controllo e reporting per quanto riguarda la misura delle concentrazioni di NO_x, CO con range di misura appropriato alle caratteristiche emissive sperimentate durante tali fasi secondo quanto previsto nel PMC.
- f) Le quantità emesse per evento di avvio/spegnimento devono essere registrate e costituiranno elemento del *reporting*. I quantitativi emessi di NO_x e CO saranno riportati sia come quantità emesse per evento avvio/spegnimento (in Kg/evento) sia come quantità complessiva annua; andranno quindi, in quest'ultimo caso, inclusi nelle quantità annuali (in tonnellate/anno).

9.5 Scarichi idrici

Si prescrive che le concentrazioni degli inquinanti contenuti nei reflui liquidi dello scarico SF1 devono essere rispondenti ai valori definiti dal D.Lgs. 152/06, tabella 3, Allegato 5 alla Parte III. Prima dello scarico al punto SF1, è richiesta la presenza di un pozzetto per gli eventuali prelievi di campione da sottoporre ad analisi.

Per lo scarico SF2 si prescrive la registrazione di tutte le operazioni di manutenzione effettuate sulla fossa Imhoff.

Si assegnano inoltre i VLE legati alle prestazioni delle MTD per i solidi totali, BOD5 e azoto organico totale richiedendone un controllo periodico di 3 volte all'anno secondo quanto riportato nel PMC:

Parametro	VLE BREF mg/l	Limite Dlgs 152/06 mg/l	Limite Prescritto mg/l
Solidi totali	10÷20	≤ 80	20
BOD5	20	≤ 40	20
Azoto totale	5÷25	≤ 35,6 (somma dell'azoto ammoniacale, nitroso e nitrico)	25

I fanghi prodotti dal sistema di trattamento delle acque oleose devono essere compattati e inviati come rifiuti verso lo smaltimento esterno.

Ulteriori prescrizioni

Devono essere rispettate le seguenti prescrizioni:

- 1) i pozzetti di prelievo per il controllo devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il prelievo delle acque reflue da parte della Autorità Competente;



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

- 2) sia previsto un controllo periodico delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento, le quali dovranno essere mantenute in buona efficienza al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee;
- 3) Nell'impianto autorizzato, sia i due turbogas che le due caldaie per il riscaldamento del metano possono funzionare prevedendo l'utilizzo esclusivo di gas naturale. Il D.Lgs 59/05 prevede la predisposizione di un Piano di ripristino ai sensi della normativa vigente in materia di bonifica e ripristino ambientale, al fine di annullare gli impatti ambientali negativi causati dalla presenza dell'opera e creare le condizioni per un ripristino, nel tempo, delle condizioni ex ante.

9.6 Emissioni sonore

Devono essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti previsti dal DPCM 14/11/97, nonché dei limiti differenziali limitatamente ai nuovi impianti ai sensi della Circolare Ministro dell'Ambiente 06/09/04.

A seguito della definizione e approvazione dei piani di zonizzazione acustica comunali, di Trapani e Marsala, dovrà essere effettuata una nuova valutazione degli impatti acustici della centrale, in accordo con l'Autorità di controllo, per verificare il rispetto delle prescrizioni dei piani.

Nel caso di superamento dei limiti ammessi dai piani, il gestore dovrà mettere in atto tutte le misure di mitigazione acustica necessarie per rientrare nei limiti.

Il Gestore dovrà periodicamente effettuare campagne di misura del rumore con la frequenza e nel rispetto delle altre indicazioni del Piano di Monitoraggio e Controllo.

Non dovranno essere superati i valori previsti dalla normativa, in relazione alla classificazione del territorio comunale.

Qualora non dovessero essere verificate le condizioni imposte dalla normativa, il Gestore dovrà porre in atto, in tempi appropriati, adeguate misure di riduzione del rumore ambientale fino al rientro nei limiti fissati.

È prescritto un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno e comunque entro un anno dal rilascio dell'AIA e successivamente ogni 2 anni. La valutazione è sottoposta all'AC per approvazione.

9.7 Rifiuti

I rifiuti prodotti vengono gestiti tramite depositi temporanei, secondo le prescrizioni previste dal Dlgs 152/06.

Il Gestore deve garantire la corretta applicazione del deposito temporaneo dei rifiuti, in conformità alle norme tecniche di gestione, progettazione e realizzazione.



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

Si rimanda al Piano di Monitoraggio e Controllo per i dettagli di comunicazione e registrazione dei dati. Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere comunque adempiute.

9.8 Inquinamento elettromagnetico

Il Gestore deve procedere ad un monitoraggio dei campi elettrici e magnetici associati all'esercizio della centrale nel nuovo assetto come riportato nel Piano di Monitoraggio e Controllo. Eventuali superamenti dei limiti dovranno essere prontamente comunicati all'AC.

9.9 Impianti attualmente non in uso o in dismissione

Il Gestore dovrà provvedere a produrre un piano per lo smantellamento, la demolizione e la bonifica dell'area da presentare entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA di tutti gli impianti o parti di impianto o strutture ausiliare non attualmente in uso o in dismissione.

9.10 Suolo e sottosuolo

Il rischio potenziale di contaminazione è rappresentato dagli spandimenti, in caso incidentale, di oli dei trasformatori, oli di lubrificazione, additivi chimici e gasolio.

Si prescrive, per lo stoccaggio del combustibile liquido nel serbatoio fuori terra, che detto serbatoio sia dotato di un bacino di contenimento di capacità all'intero volume del serbatoio. Qualora nello stesso bacino vi siano più serbatoi, il bacino di contenimento deve avere capacità eguale alla terza parte di quella complessiva effettiva dei serbatoi stessi. In ogni caso, il bacino deve essere di capacità pari a quella del più grande dei serbatoi. I serbatoi contenenti combustibili liquidi devono essere provvisti di opportuni dispositivi antitraboccamento; qualora questi ultimi siano costituiti da una tubazione di troppo pieno, il relativo scarico deve essere convogliato in modo da non costituire pericolo per gli addetti e per l'ambiente.

Il gestore ha l'obbligo di mettere in essere ogni provvedimento utile ad evitare di trasferire qualsiasi forma di inquinamento al suolo, fatto salvo ciò che è espressamente autorizzato in questa autorizzazione.

9.11 Manutenzione, malfunzionamenti ed eventi incidentali

Il Gestore deve operare tenendo 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



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare eventi di malfunzionamento, senza determinare effetti ambientali di rilievo.

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

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

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

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

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

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

9.12 Materiale contenente amianto

Il Gestore, entro sei mesi dal rilascio dell'AIA, dovrà presentare all'Autorità Competente una relazione che illustri lo stato di avanzamento delle attività di dismissione e bonifica dei materiali contenenti amianto ed un cronoprogramma delle attività successive sino al completamento delle attività. L'Autorità competente e l'Autorità di controllo potranno effettuare sopralluoghi e/o verifiche documentali.

9.13 Prescrizioni tecniche gestionali

In considerazione di possibili miglioramenti delle prestazioni ambientali dell'impianto, si consiglia il Gestore di mantenere valido un sistema di gestione ambientale SGA conforme alla norma UNI EN ISO 14001 e la certificazione secondo il regolamento EMAS per tutta la



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

durata dell'AIA, con procedure e modalità operative per la prevenzione degli incidenti, emissioni e sversamenti incidentali verso l'ambiente di prodotti inquinanti.

10 PIANO DI MONITORAGGIO

Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) predisposto da ISPRA ad esito dei lavori del GI della Commissione IPPC è allegato come parte integrante dell'AIA per la centrale E-ON Produzione S.p.A. sita in Trapani (TR).

Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti notifiche al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio:

- trasmissione dei dati relativi ai controlli delle emissioni per il tramite di ISPRA e per conoscenza alla Regione, alla Provincia e ai Comuni interessati;
- tempestiva informazione, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, dei risultati dei controlli delle emissioni relative all'impianto per il tramite di ISPRA e contestualmente alla Regione, alla Provincia ed ai Comuni interessati.

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

Le notifiche ed i rapporti debbono **sempre essere firmati dal gestore dell'impianto.**

Il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto, per la successiva valutazione, da parte dell'Autorità Competente della significatività delle modifiche e dell'esigenza eventuale di aggiornare l'autorizzazione ovvero di richiedere al gestore l'avvio di una nuova procedura di autorizzazione integrata ambientale.

Entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA il Gestore deve implementare eventuali modifiche rispetto al PMC già in atto. Ove necessario, per gli impianti esistenti, il gestore nei 3 mesi successivi al rilascio dell'AIA concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto, il quale dovrà comunque essere avviato entro sei mesi dal rilascio dell'AIA. Per gli impianti ambientalizzati, il Gestore dovrà presentare un opportuno crono programma di adeguamento prima dell'inizio dei lavori di adeguamento.

11 PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

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



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

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

12 ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITA'

In caso di dismissione dell'impianto, o parti di questo, prima della scadenza della presente AIA, il Gestore dovrà presentare all'Autorità Competente un progetto esecutivo di dettaglio relativo alla dismissione dell'intero parte d'impianto impianto e la bonifica dell'area un anno prima della richiesta dismissione. 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 dal DLgs 152/06.

13 SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

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

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

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

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

14 DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 stabilisce la durata dell'autorizzazione integrata ambientale secondo il seguente schema:

Durata AIA	Caso di riferimento	Rif. Decreto
-------------------	----------------------------	---------------------



**Commissione Istruttoria IPPC
Parere Centrale Turbogas
E-ON PRODUZIONE TRAPANI**

5 anni	Casi comuni	Art. 9 comma 1
6 anni	l'impianto risulta certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Art. 9 comma 3
8 anni	impianto registrato ai sensi del regolamento n. 761/2001/CE (EMAS)	Art. 9 comma 2

Rilevato che il Gestore E-ON PRODUZIONE S.p.A dispone per la centrale sita in Trapani di certificazione del sistema di gestione ambientale secondo la norma UNI EN ISO 14001 e la registrazione ai sensi del regolamento n. 761/2001/CE e s.m.i. (EMAS), sulla base degli impegni assunti dal Gestore circa gli interventi tecnologici-gestionali per l'adeguamento dell'impianto al rispetto delle Migliori Tecniche Disponibili, si propone che l'Autorizzazione Integrata Ambientale abbia una durata di anni 8.

In ogni caso, il Gestore prende atto che, ai sensi dell'art. 9, comma 4 del D. Lgs. 59 del 2005, l'AC procederà al riesame del provvedimento emanato anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:

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

Per quanto concerne la durata, il rinnovo e il riesame dell'autorizzazione ambientale integrata si applica quanto previsto dall'articolo 9 del decreto legislativo n. 59 del 2005 e s.m.i..

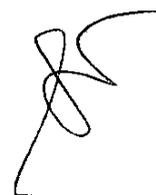
15 AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

Nel rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale, il **GI ritiene che le autorizzazioni sostituite** secondo quanto previsto dal combinato disposto dall'art. 5 comma 18 e dall'allegato II del Decreto legislativo n. 59 del 2005 siano quelle riportate nella tabella seguente:

Comparto	Ente competente	Data di rilascio	Data di scadenza	Norme di riferimento	Descrizione
Generali (Emissioni in atmosfera e Scarico reflui industriali)	Ministero Ambiente e Tutela del Territorio e Ministero delle Attività produttive	15/06/09	14/06/10	D.Lgs. 59/2009 (A.I.A.)	Decreto DSA-DEC-2009-0000583

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

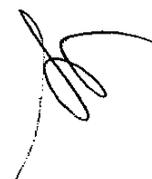
GESTORE	EON
LOCALITÀ	Trapani
DATA DI EMISSIONE	25 luglio 2010
NUMERO TOTALE DI PAGINE	30



INDICE

PREMESSA	4
PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO.....	4
SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI	6
1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	6
Consumi/Utilizzi di materie prime	6
Caratteristiche dei combustibili principali	6
Consumi idrici	7
Consumi energetici.....	8
2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA	8
Identificazione dei punti di emissione in aria.....	8
Emissioni in aria.....	9
Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore	11
3. EMISSIONI IN ACQUA	11
Identificazione scarichi.....	12
Scarico SF1.....	12
Scarico SF2.....	13
Piezometri.....	14
4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	14
5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI.....	15
6. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI	15
Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate.....	16
Metodi di analisi di riferimento (manuali e strumentali) di emissioni aeriformi convogliate	17
Metodi di misura degli inquinanti nelle acque	18
SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI.....	21
7. ATTIVITÀ DI QA/QC.....	21
Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)	21
Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio.....	22
Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità.....	23
Controllo di impianti e apparecchiature	23
SEZIONE 3 – REPORTING	24
8. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	
24	
Definizioni.....	24
Formule di calcolo.....	24
Validazione dei dati.....	25
Indisponibilità dei dati di monitoraggio	25
Eventuali non conformità	25
Obbligo di comunicazione annuale	26
Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.....	26
Emissioni per l'intero impianto (ognuno dei camini): ARIA.....	26
Emissioni per l'intero impianto: ACQUA.....	26
Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI.....	26
Emissioni per l'intero impianto: RUMORE.....	27

Consumi specifici per MWh prodotto su base annuale.....	27
Malfunzionamenti, eventi incidentali.....	27
Caldaje ausiliarie.....	27
Eventuali problemi gestione del piano.....	27
Gestione e presentazione dei dati.....	27
9. COMMISSIONING.....	29



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.

SCELTA E FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI DI MONITORAGGIO

Prima dell'avvio delle attività di controllo e monitoraggio il gestore dovrà fornire l'elenco dettagliato di tutta la strumentazione operante in continuo, della strumentazione utilizzata ai fini del campionamento ed i metodi per le analisi in discontinuo, in accordo a quanto previsto nel presente documento nelle sezioni specifiche.

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

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.

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:

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, analogamente affidabili, basate su misure discontinue o derivanti da correlazioni con parametri di esercizio. I dati misurati o stimati, opportunamente documentati, concorrono ai fini della verifica del carico inquinante annuale dell'impianto esercizio.
2. La strumentazione utilizzata per il monitoraggio deve essere idonea allo scopo a cui è destinata ed accompagnata da opportuna documentazione che ne identifica il campo di misura, la linearità, la stabilità, l'incertezza nonché le modalità e le condizioni di utilizzo. Inoltre, l'insieme delle apparecchiature che costituiscono il "sistema di rilevamento" deve essere realizzato in una configurazione idonea al funzionamento in continuo, anche se non presidiato, in tutte le condizioni ambientali e di processo; a tale scopo il Gestore deve stabilire delle "norme di sorveglianza" e le relative procedure documentate che, attraverso controlli funzionali periodici registrati, verifichino la continua idoneità all'utilizzo e quindi l'affidabilità del rilievo.
3. 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 ad uno specifico strumento, 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 "piping and instrumentation diagram" (P&ID) con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.



SEZIONE 1 - AUTOCONTROLLI

1. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

Consumi/Utilizzi di materie prime

Deve essere registrato il consumo delle principali materie prime ed ausiliarie utilizzate, come precisato nella seguente Tabella 1.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Tabella 1 - Consumi di materie prime, ausiliarie e combustibili:

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Quantità Totale	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Metano	Gruppi Turbogas 1 e 2	Contatori	Quantità Totale	Nm ³	Giornaliera	Compilazione file
Metano	Caldaie 1 e 2 di riscaldamento del gas	Contatori		Nm ³	Giornaliera Registrando anche le ore giorno di funzionamento	
Gasolio	Generatore emergenza e gruppo elettrogeno	Contatori		kg	Ad accensione	
Oli lubrificanti	Macchine varie	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino		kg	Mensile	
Altre materie prime utilizzate	Centrale	Pesatura all'ingresso o bolla di consegna al magazzino		kg	Mensile	

Caratteristiche dei combustibili principali

Il Gestore deve utilizzare combustibili di caratteristiche qualitative conformi a quanto riportato nel D.Lgs 152/06 e s.m.i. e pertanto deve provvedere a fornire annualmente copia del verbale di misura relativo al gas naturale prelevato durante l'anno e della bolla di consegna del gasolio utilizzato.

Metano

Per il Metano deve essere prodotta mensilmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura
Potere calorifico inf.	kcal/Nm ³
Densità a 15°C	kg/Nm ³
Zolfo	%v
Altri inquinanti	%v

Gasolio

Per il gasolio deve essere prodotta annualmente una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal Gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) contenente le informazioni riportate nella tabella seguente.

Il Gestore dovrà compilare il rapporto riassuntivo con cadenza annuale.

Parametro	Unità di misura
Zolfo	%p
Acqua e sedimenti	%v
Viscosità a 40°C	°E
Potere calorifico inf.	kcal/kg
Densità a 15°C	kg/m ³
PCB/PCT	mg/kg
Nickel + Vanadio	mg/kg

Consumi idrici

In relazione al prelievo di acqua, deve essere tenuto sotto controllo il consumo distinguendolo nelle diverse tipologie (acqua ad uso domestico ed acqua ad uso industriale).

Le registrazioni dei consumi dovranno essere fatte mensilmente, specificando anche la funzione di utilizzo dell'acqua prelevata (uso domestico, industriale, ecc.) e le fasi di utilizzo, secondo le modalità di massima riportate nella seguente Tabella 2.

Tabella 2 - Consumi idrici

Tipologia di approvvigionamento	Metodo misura	Fase di utilizzo	Quantità utilizzata	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli

Da pozzo	Contatore	Uso irriguo	m ³ /mese	Mensile	Compilazione file
Da acquedotto	Contatore	Igienico-sanitario		Mensile	Compilazione file
		Processo			

Consumi energetici

Si devono registrare, con cadenza giornaliera, i consumi di energia elettrica ricevuta (assorbita) da rete di trasmissione nazionale e i consumi di energia elettrica e termica autoprodotta secondo le modalità di massima riportate nella seguente Tabella 3.

Tabella 3 - Consumi di energia elettrica:

Descrizione	Metodo misura	Quantità	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia importata	Contatore	MWh/mese	Mensile *	Database in formato elettronico e registro d'impianto
Energia autoprodotta	Contatore	MWh/mese	Mensile *	

* Da intendersi Giornaliera durante i tre mesi della fase di Commissioning dell'impianto modificato

2. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

Identificazione dei punti di emissione in aria

I punti di emissione da considerare sono riportati nella seguente Tabella 4:

Tabella 4 - Punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MW _{term.}	Latitudine UTM	Longitudine UTM	Altezza m	Diametro sezione di uscita m
E2a	Gruppo turbina a gas linea 1	580	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore	19,2	Da comunicare da parte del gestore

E2b	Gruppo turbina a gas linea 2	580			19,2	Da comunicare da parte del gestore
EIA 4	Caldaia ausiliaria 1 per il riscaldamento del gas	Da comunicare da parte del Gestore			8	Da comunicare da parte del Gestore
EIA 5	Caldaia ausiliaria 2 per il riscaldamento del gas	Da comunicare da parte del Gestore			8	Da comunicare da parte del Gestore

Le emissioni dai Gruppi elettrogeni di emergenza e dalla Motopompa del sistema antincendio sono considerati dal Gestore ad impatto ridotto e non rilevanti.

Su ognuno dei 2 camini principali riportati in Tabella 4, ove non già attuato, devono essere realizzate 2 prese (per ciascuno dei 2 camini principali) del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e deve essere prevista per ogni presa una controflangia con foro filettato 3" gas.

Ogni punto di prelievo deve essere raggiungibile nel rispetto delle norme di sicurezze e in prossimità deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché una presa telefonica per contattare la sala controllo.

Emissioni in aria

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva Tabella 5.

Tabella 5 - Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai punti di emissione convogliata

Punto di emissione	Inquinante / Parametro	Tipo di monitoraggio	Metodi di registrazione dati
Camini Gruppi Turbogas 1 e 2²			
E2a , E2b	Portata fumi	Misura in continuo	Registrazione su file
	Temperatura		
	Pressione		
	NO _x		

² Fino all'entrata in esercizio dell'impianto ambientalizzato l'AIA prescrive un monitoraggio bimestrale delle emissioni in atmosfera.

	CO		
	H ₂ O vapore		
	O ₂		
Camini Caldaie ausiliarie 1 e 2			
EIA 4 e 5	Utilizzo gas naturale	Misura della quantità giornaliera di gas	Annotazione, su file della quantità di combustibile impiegato
	Tempo di utilizzo	Giornaliero	Registrazione su file
	Portata fumi	Stima giornaliera	
	Emissioni di NOx e CO	Misura semestrale	

Transitori

Per tali transitori attenzione va posta alle modalità di gestione operativa, all'appropriata manutenzione e all'idoneo approvvigionamento di combustibile e materie prime ed il Gestore deve mantenere aggiornato il Piano di monitoraggio dei transitori, già prescritto nell'Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i., indicando:

- i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente,
- le rispettive emissioni massiche nonché il numero e tipo degli avviamenti,
- i relativi tempi di durata,
- il tipo e consumo dei combustibili utilizzati,
- gli eventuali apporti di vapore ausiliario.

Tali informazioni dovranno essere inserite nelle informazioni di reporting compilando per ciascuna unità produttiva il format riportato nella Tabella 6 seguente.

Tabella 6 – Prescrizioni sui Transitori

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Numero e Tempo di avviamento	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore ad un numero di ore da comunicare da parte del Gestore	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati

Numero e tempo di transitori di integrazione della potenza erogata (accensioni e spegnimenti della caldaia ausiliaria)	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del Gestore	Misura dei tempi di avviamento con stima e misura delle emissioni annue	Registrazione su file dei risultati
--	---	---	-------------------------------------

La stima delle emissioni dell'unità produttiva deve essere avvalorata da una sintesi dei dati misurati dallo SME o da una misura mensile discontinua nelle singole condizioni di avviamento (freddo, tiepido, caldo e della caldaia ausiliaria); tale informazione non viene utilizzata ai fini della verifica di conformità ai limiti emissivi autorizzati.

Nel caso di misura discontinua mensile i campionamenti dovranno essere effettuati in modo tale da consentire di ricostruire il profilo di concentrazione dell'inquinante durante l'operazione di avviamento; ai dati di concentrazione dovranno essere associati anche quelli di portata dell'effluente gassoso.

Il Gestore dovrà fornire l'algoritmo di calcolo con il quale stima il contributo in massa degli inquinanti per ciascuna condizione (freddo, tiepido, caldo e di integrazione), dedotto dai dati di portata e di concentrazione dell'inquinante per il numero complessivo di ore necessarie alla specifica condizione di avviamento.

Emissioni da sorgenti ritenute non significative dal Gestore

Tutti gli impianti di combustione relativi alle emissioni secondarie (gruppi elettrogeni, motopompe antincendio, ecc.) alimentati a gasolio durante gli occasionali periodi di funzionamento dovranno rispettare i limiti previsti dal DLgs.152/06 per tali impianti.

In particolare per le alimentazioni a gasolio, il Gestore deve annotare su file, ad accensione, la quantità di combustibile impiegata e, i tempi di utilizzo e le eventuali emissioni di inquinanti rilevate ed, in relazione al loro funzionamento, integrare il Rapporto tecnico con cadenza annuale, indicando, con riferimento all'esatta ubicazione in termini di coordinate geografiche, il numero e tipo di funzionamenti, i relativi tempi di durata, il relativo consumo del combustibile, nonché i valori di concentrazione medi orari degli inquinanti, i volumi dei fumi calcolati stechiometricamente allegando il relativo algoritmo e le rispettive emissioni massiche.

Per tutti gli altri punti di emissione convogliati e/o convogliabili³ dovranno essere rispettate le prescrizioni e i limiti previsti dal D.Lgs.152/06 e s.m.i.

In caso di attivazione di nuove attività, e/o nuovi punti di emissione il Gestore dovrà inoltrare una comunicazione all'Autorità Competente ai sensi dell'art.269 comma 15 DLgs.152/06.

3. EMISSIONI IN ACQUA

³ Essendo l'impianto di ridotte dimensioni e le perdite fuggitive limitate a eventuali fuoriuscite di metano gestite durante la normale operatività dell'impianto (visite periodica e gestione delle manutenzioni tramite SAP), vige quanto prescritto nell'attuale Autorizzazione Integrata Ambientale MATTM pubblicato su G.U. della Repubblica Italiana n. 177 Serie Generale del 1/8/2009 e notificato al Gestore con lettera prot. DSA-2009-00154547 del 18/6/2009 e s.m.i..

Identificazione scarichi

Per lo scarico di acque di processo recapitanti nel corpo idrico superficiale Canale convogliante nel fiume Marcanzotta, dovrà essere garantito il rispetto dei limiti di emissione riportati nell'Autorizzazione Integrata Ambientale.

L'identificazione degli scarichi della centrale turbogas è riportata nella Tabella 7 seguente.

Tabella 7- Identificazione scarico

Scarico	Denominazione corpo idrico ricevente	Latitudine	Longitudine
SF1	Canale convogliante nel fiume Marcanzotta	Da comunicare da parte del Gestore	Da comunicare da parte del Gestore
SF2	Dispersione nel Terreno (fossa Imhoff)		

Per le acque reflue provenienti dall'impianto di trattamento ITAR viene fissata una frequenza degli autocontrolli per tutti i parametri come da Tabella 8.

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

Scarico SF1⁴

Tabella 8 - Monitoraggio dello scarico delle acque reflue

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione	Tipo di verifica	Tipo di campione
Unità trattamento acque reflue ITAR				
Pozzetto di prelievo fiscale SSI9 posto immediatamente a valle dell'impianto di trattamento ITAR				
SF1	pH	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali	Verifica con frequenza pari al funzionamento dello stesso e comunque annuale	In continuo
	Flusso	Nessun limite		
	Temperatura acqua in uscita °C	Nessun limite-parametro conoscitivo		
	Conducibilità	Nessun limite-parametro conoscitivo		
	Solidi totali			

⁴ Scarico di natura discontinua, come riferito dal Gestore, delle acque reflue raccolte in una vasca svuotata all'occorrenza nel canale convogliante al fiume Marcanzotta, mediamente una volta all'anno.

	BOD5	Limite prescritto		
	Azoto totale			
	Solfati	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in acque superficiali	Verifica con frequenza pari al funzionamento dello stesso e comunque annuale, con campionamento manuale e analisi di laboratorio	Campione medio ponderale su 3 ore
	Cloruri			
	Fluoruri			
	COD			
	Idrocarburi totali			
	Ammoniaca (espressa come NH ₄)			
	Nitrati (espressi come azoto)			
	Nitriti (espressi come azoto)			
	Fosforo totale			
	Cromo totale			
	Ferro			
	Nichel			
	Stagno			
	Rame			
	Alluminio			
	Zinco			

Scarico SF2

Registrare di tutte le operazioni di manutenzione effettuate sulla fossa Imhoff.

Piezometri

La collocazione dei piezometri deve essere comunicata all'Autorità Competente prima dell'avvio della caratterizzazione, con una relazione motivata sul loro posizionamento al fine di caratterizzare la qualità della falda.

I parametri da controllare sono indicati nella Tabella 9 seguente.

Tabella 9 - Piezometri

Piezometri		
Parametro	Tipo di verifica	Campionamento
pH	<p>Verifica annuale e a seguito di evento incidentale.</p> <p>La frequenza potrà essere ampliata dall'Ente di Controllo sulla base degli esiti dei primi anni di esecuzione delle misure.</p>	<p>Il campionamento deve avvenire in condizioni statiche, utilizzando bailer, pompe manuali o pompe peristaltiche a bassi regimi di portata (max 1 l/min) e dopo spurgo di un volume di 5 volte il volume del pozzo.</p> <p>Il campionamento dovrà essere effettuato ad una profondità di almeno 1 metro dal livello della falda.</p>
Metalli		
Temperatura		
Idrocarburi totali		
Ammoniaca, nitrati e nitriti		

4. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

In assenza di specifica classificazione acustica del territorio dei Comuni di Trapani e Marsala dovranno essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti assoluti previsti dal DPCM 14/11/97, nonché dei limiti differenziali secondo la normativa vigente.

In seguito della zonizzazione acustica comunale futura si dovranno effettuare ulteriori indagini fonometriche, con tutte le sezioni in normali condizioni di esercizio, per verificare il rispetto dei limiti normativi e, in caso di superamento dei limiti di legge, intervenire con opportune opere di mitigazione sulle fonti, sulle vie di propagazione e sui ricettori.

Considerando anche il sistema di gestione ambientale attuato, si richiede di effettuare, nei casi di modificazioni impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico della centrale nei confronti dell'esterno, una valutazione preventiva dell'impatto acustico.

Occorre effettuare un aggiornamento della valutazione di impatto acustico nei confronti dell'esterno dopo il rilascio della autorizzazione integrata ambientale entro 1 anno dalla conclusione delle operazioni di Commissioning sull'impianto modificato e successivamente ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata.

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

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

La campagna di rilievi acustici dovrà essere effettuata nel rispetto del DM 16/3/1998 da parte di un tecnico competente in acustica per il controllo del mantenimento dei livelli di rumore ambientale, in rispetto dei valori stabiliti dalle norme prescritte.

Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare ad ISPRA gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

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

5. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI

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

Il Gestore dovrà verificare, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, ogni 30 giorni, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi.

Dovranno altresì essere controllate le etichettature e compilare la seguente Tabella 10.

Tabella 10 - Monitoraggio depositi temporanei dei rifiuti

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

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

I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite affidamento a laboratori certificati ed accreditati per le analisi richieste.

6. METODI ANALITICI CHIMICI/PREDITTIVI/FISICI

I questa sezione sono riassunti tutti i metodi di analisi che sono impiegati nella determinazione dei parametri di controllo.

Le metodiche sono derivate, in ordine di importanza ed a parità di prestazioni in termini di qualità, da leggi o manuali ufficiali italiani, europei ed americani e costituiscono la base per la dimostrazione di conformità alle prescrizioni contenute nell'AIA.

Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 °K e 101,3 kPa.

Inoltre, debbono essere normalizzati al 3 % di ossigeno per combustibili gassosi (metano) e al 3 % di ossigeno per combustibili liquidi (gasolio).

Per i Camini E2a ed E2b delle 2 Turbogas soggetti al monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) il Gestore entro 6 mesi dal rilascio dell'AIA dovrà presentare un piano di implementazione del sistema esistente per coprire eventuali punti critici ancora non monitorati in continuo.

Il sistema di monitoraggio dovrà garantire la misurazione in continuo di SO₂, NO_x, CO, O₂, della temperatura, del vapor d'acqua, della pressione e della portata dei fumi in accordo alla **norma UNI EN 14181:2005** (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici)⁵.

La seguente Tabella 7 elenca, dove disponibili, gli standard di misurazione per le sostanze inquinanti emesse ai camini della centrale termoelettrica.

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

E' possibile, comunque, utilizzare altri metodi purché vengano normalizzati con i metodi indicati in Tabella 11 o con i metodi di riferimento.

Tabella 11 - Metodi di analisi in continuo

Punto di emissione	Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Camini E2a e E2b	SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
	NO _x	UNI 10878, ISO 10849
	CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039
	Polveri	UNI EN 13284-2, EN 13284-2, ISO 10155
	Pressione	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.
	Temperatura	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.
	Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039

⁵ Fino all'entrata in esercizio dell'impianto ambientalizzato l'AIA prescrive un monitoraggio bimestrale delle emissioni in atmosfera.

	Flusso	ISO 14164
	Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.

Le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 11.

Per consentire l'accurata determinazione degli ossidi d'azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spegnimento turbine a gas la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NO_x e CO deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente pari a:

- 150% del limite in condizioni di funzionamento normale e
- 100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita del produttore della turbina;

In alternativa, devono essere preferibilmente duplicati gli strumenti, con gli stessi campi di misura sopraindicati.

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

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

Il Gestore può proporre ad ISPRA 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 da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

Norma UNI EN 10169:2001 - Determinazione della velocità e della portata di flussi gassosi convogliati per mezzo del tubo di Pitot. Si sottolinea la necessità di una verifica del flusso misurato dal sistema continuo almeno ogni 12 mesi.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati e ossidi di azoto espressi come NO₂. Allegato 1 al Dm 25 agosto 2000; supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223. "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203".

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

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

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

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

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

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.

Metodi di misura degli inquinanti nelle acque

Nella seguente tabella 9 sono riassunti i metodi di prova che devono essere utilizzati ai fini della verifica del rispetto dei limiti. Il Gestore può proporre ad ISPRA metodi equivalenti, purché questi ultimi siano stati sottoposti a verifica di equivalenza ed i risultati delle prove di equivalenza siano allegati alla richiesta stessa. Nel caso si accerti che nei metodi indicati da ISPRA sia intervenuta un'inesattezza nell'indicazione dei metodi stessi sarà cura del gestore far rilevare la circostanza ad ISPRA che provvederà alla verifica e alla eventualmente proposta di modifica.

La Tabella 12 seguente riporta i metodi di misura degli inquinanti allo scarico.

Tabella 12 - Metodi di misura degli inquinanti.

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo APAT - IRSA 5100 A	Determinazione dell'ossigeno disciolto prima e dopo incubazione a 20 °C per cinque giorni.
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo APAT-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo APAT-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 cm ⁻¹ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.
Materiali sedimentabili	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 2060	
Materiali Grossolani	Tab. 1 DGR 09/06/2003 n.1053	
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo APAT-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo APAT-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo APAT-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornetto di grafite.

Alluminio	US EPA Method 202.2; Metodo APAT-IRSA 3050B	L'alluminio viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornello di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale di assorbimento a 309,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note di analita, comprese nel campo di indagine analitico. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo APAT-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Stagno	US EPA Method 282.2; APAT-IRSA 3280B	Lo stagno viene determinato per iniezione diretta del campione nel fornello di grafite di uno spettrofotometro ad assorbimento atomico. Dalla misura del segnale di assorbimento a 286,3 nm si ricava la concentrazione mediante confronto con una curva di taratura ottenuta con soluzioni a concentrazioni note di analita, comprese nel campo di indagine analitico. È da segnalare che APHA (1998) prevede la misura dell'assorbimento alla lunghezza d'onda di 224,6 nm; le due diverse condizioni operative consentono di conseguire limiti di rivelabilità molto simili. Il metodo deve essere preceduto da mineralizzazione acida con metodo US EPA Method 200.2
Zinco	EPA Method 289.1; Metodo APAT-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo APAT-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Fluoruri	EPA Method 340.1 o 340.2	Colorimetrico per reazione con SPDNS e distillazione o con elettrodo a ione selettivo a seconda delle condizioni

Cloruri	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo APAT-IRSA 4030 C	Distillazione per separare l'ammoniaca dalle specie interferenti ed analisi con metodi colorimetrico (reattivo di Nessler) o per titolazione con acido solforico; in funzione della concentrazione di ammoniaca.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo APAT-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo APAT-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura Misura continua	Definito in termini di prestazioni cioè vedi Tabella 11	
Conducibilità Misura continua	ASTM D1125-95 (2005) Test Method B	Misura della conducibilità in continuo nell'intervallo da 5 a 200 000 μ S/cm
Nitrati	APAT-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati, nitriti ed altri anioni.
Nitriti	ISO 13395 (2000)	Il metodo si basa sulla determinazione fotometrica dopo l'NO ₂ ⁻ è diazotato con sulfonilammide.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo APAT-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Tensioattivi	CNR-IRSA Quad. 100 Met. 5150 Test Carlo Erba 800.05388	
Coliformi totali	APAT-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.

SEZIONE 2 – METODOLOGIE PER I CONTROLLI

7. ATTIVITÀ DI QA/QC

L'affidabilità e la correttezza dei programmi di campionamento ed analisi rappresentano direttamente la bontà del programma di QA/QC che è implementato. Per consentire la difendibilità del dato tutti i metodi di prova impiegati sono stati concordati con l'Autorità di Controllo, la strumentazione utilizzata è quella indicata dalle metodiche, le procedure di manutenzione sono quelle specificate dal costruttore della strumentazione, gli standard utilizzati per le tarature sono riferibili a standard primari ed è stata predisposta una catena di custodia dei campioni.

Sistema di monitoraggio in continuo (SMC)

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

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

- Calibrazione e validazione delle misure (QUAL2)
- Test di verifica annuale (AST)
- Verifica ordinaria dell'assicurazione di qualità (QUAL3).

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'autorità di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

Tutte le misure di temperatura e pressione, non essendo possibile reperire norme specifiche applicabili, debbono essere realizzate con la strumentazione che risponda alle caratteristiche di qualità specificate nella Tabella 13 seguente.

Tabella 13 - Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione

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

Deriva dello zero (per settimana)	< 2 %
Deriva dello span (per settimana)	
	< 4 %

Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio

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

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.

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

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

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

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

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

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

Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità

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

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

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

Controllo di impianti e apparecchiature

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

SEZIONE 3 – REPORTING

8. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

Definizioni

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

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

Media annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su 12 valori medi mensili (caso di misure non continue)

Flusso medio mensile, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri. Nel caso di scarichi intermittenti il flusso medio mensile corrisponderà alla somma dei singoli flussi giornalieri, controllati nel mese, diviso per i giorni di scarico.

Flusso medio annuale, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili

Megawattora generato mese. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

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

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

Se il numero finale è 6,7,8 e 9 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa superiore (es. 1,06 arrotondato ad 1,1)

Se il numero finale è 1,2,3, e 4 l'arrotondamento è fatto alla cifra significativa inferiore (es. 1,04 arrotondato ad 1,0)

Se il numero finale è esattamente 5 l'arrotondamento è fatto alla cifra pari (lo zero è considerato pari) più prossima (es. 1,05 arrotondato ad 1,0)

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

Formule di calcolo

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

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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

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

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

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

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

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

K_{mese} = chilogrammi emessi anno

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

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

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

Validazione dei dati

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

In caso di valori anomali deve essere effettuata una registrazione su file con identificazione delle cause ed eventuali azioni correttive/contenitive adottate, tempistiche di rientro nei valori standard. Tali dati dovranno essere inseriti nel rapporto periodico all'Autorità Competente.

Indisponibilità dei dati di monitoraggio

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

Eventuali non conformità

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

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

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

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

Obbligo di comunicazione annuale

Entro il 31 gennaio 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 Salvaguardia Ambientale), 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 i seguenti:

- Nome del Gestore e della società che controlla l'impianto.
- Nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto
- N° di ore di effettivo funzionamento dei gruppi.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW_h , su base temporale settimanale, mensile e annuale per ogni gruppo.

Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.

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

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

- Tonnellate emesse per anno NO_x , CO e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Misure delle concentrazioni in mg/Nm^3 di NO_x e CO
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO_x , CO (in $kg/MWhg$)
- Emissione specifica annuale per 1000 Sm^3 di metano bruciato di NO_x e CO (in $kg/1000 Sm^3$)
- N° di avvii e spegnimenti anno.
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di NO_x e CO.

Emissioni per l'intero impianto: ACQUA

- Chilogrammi emessi per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Concentrazioni medie mensili di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Emissione specifica annuale, per m^3 di refluo trattato, di tutti gli inquinanti regolamentati al pozzetto di prelievo fiscale posto immediatamente a valle dell'impianto di trattamento ITAR.

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno, loro destino.

- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 Sm³ di metano ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

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

Consumi specifici per MWh prodotto su base annuale

- Acqua (m³/MWhg), l'energia elettrica degli autoconsumi (kwh/MWhg), metano (Sm³/MWhg), gasolio (kg/MWhg).

Malfunzionamenti, eventi incidentali

Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali, tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

Caldaiie ausiliarie

Riportare per ogni caldaia i consumi di metano mensili e annuali e le emissioni totale in massa mensili e annuali nonché le concentrazioni misurate degli inquinanti.

Eventuali problemi gestione del piano

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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

Gestione e presentazione dei dati

Il gestore deve provvedere a conservare su idoneo supporto informatico tutti i risultati dei dati di monitoraggio e controllo per un periodo di almeno 10 (dieci) anni.

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.

L'AIA richiede al Gestore comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC, come ad esempio, il Gestore deve predisporre un Piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, ed il sito stesso venga ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale. Il piano relativo alla cessazione definitiva dell'attività deve essere presentato in occasione della prima trasmissione di una relazione all'AC, in attuazione del presente PMC.

Quadro sinottico dei controlli e partecipazione dell'Ente di controllo

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Consumi					
Materie prime	Controlli alla ricezione	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Giornaliero	Annuale			
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Mensile Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Continuo Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Sistemi Depurazione	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Annuale	Annuale	Annuale/Bienn ale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Suolo e acque sotterranee					
Misure ai piezometri	Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Mensile Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale



Attività a carico dell'Autorità 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	Annuale	Tutte	8
Valutazione report	Annuale	Tutte	8
Campionamenti e analisi (Aria e acqua) di tutti gli inquinanti regolamentati	Biennale	Tutte	8

9. COMMISSIONING

Per la fase di Commissioning, prevista in circa 3 mesi dopo la realizzazione delle modifiche di impianto, dovranno essere verificate le funzionalità dei Gruppi Turbogas 1 e 2 come modificati con registrazione dei parametri di funzionamento e misura degli inquinanti emessi in aria, come da Tabella 5 'Parametri inquinanti da misurare per le emissioni in atmosfera dai punti di emissione convogliata', con registrazione su file con attenzione ai rendimenti ed ai composti inquinanti, anche durante i transitori.

Deve essere registrato il consumo dei combustibili utilizzati nella fase di Commissioning dopo le modifiche di impianto, come precisato nella seguente tabella, con risultati da inserire nel rapporto riassuntivo annuale.

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gruppo Turbogas 1				
Metano	Quantità totale consumata	Nm ³	Continua	Compilazione file
Gruppo Turbogas 2				
Metano	Quantità totale consumata	Nm ³	Continua	Compilazione file
Caldaia ausiliaria 1 di riscaldamento del gas				

Tipologia	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Metano	Quantità totale consumata	Nm ³	Giornaliera Registrando anche le ore giorno di funzionamento	Compilazione file
Caldaia ausiliaria 2 di riscaldamento del gas				
Metano	Quantità totale consumata	Nm ³	Giornaliera Registrando anche le ore giorno di funzionamento	Compilazione file
Generatore di emergenza				
Gasolio	Quantità totale consumata	Kg	Giornaliera Registrando anche le ore giorno di funzionamento	Compilazione file
Gruppo elettrogeno				
Gasolio	Quantità totale consumata	Kg	Giornaliera Registrando anche le ore giorno di funzionamento	Compilazione file

In relazione all'aumento della potenza elettrica prodotta con le modifiche di impianto negli elettrodotti di adduzione della corrente elettrica ad alta tensione fino alla stazione di collegamento alla rete elettrica nazionale Terna, l'effettiva esposizione ai campi elettromagnetici dovrà essere oggetto di monitoraggio secondo due principali fasi temporali:

- indagine ante operam (prima dell'esercizio), durante la quale saranno misurati i valori di campo elettromagnetico di fondo, orientata a fornire un quadro aggiornato della situazione elettromagnetica delle aree e dei punti critici, tale da permettere il confronto con la situazione dell'ambiente nella fase di esercizio;

- indagine in fase di esercizio, finalizzata alla verifica all'acquisizione dei dati di campo necessari a verificare il rispetto dei limiti normativi.

Per quanto riguarda le metodiche di misura, si fa riferimento alle indicazioni contenute nella norma CEI 211-6 del 2001 che fornisce indicazioni sulle grandezze da misurare e sulle sorgenti di campo, nonché sulla strumentazione (principi di funzionamento, caratteristiche, taratura) e sulla procedura di esecuzione delle misure.

In via preliminare, nell'ambito dei rilievi il Gestore dovrà acquisire come grandezze di interesse il valore efficace del campo elettrico (kV/m) e il valore efficace dell'induzione magnetica (μ T) e con riferimento al campo elettrico e all'induzione magnetica, dovrà misurare nel tempo i valori efficaci, le componenti, i valori minimo e massimo per consentire la verifica ai sensi della Legge Quadro n. 36 del 22.2.2001 e del DPCM 8.7.2003 e s.m.i.