



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

Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione Salvaguardia Ambientale
U. prot ex DSA - DEC - 2009 - 0001804 del 26/11/2009

Autorizzazione integrata ambientale per l'esercizio della piattaforma Barbara T2 della società ENI S.p.A. - Divisione Exploration and Production ubicata nel Mar Adriatico

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

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

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

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

VISTO il decreto 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 interministeriale 24 aprile 2008, di cui all'avviso sulla Gazzetta Ufficiale del 22 settembre 2008, con cui sono state disciplinate le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare in relazione alle istruttorie e ai controlli previsti dal decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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";

VISTA l'istanza presentata dalla società ENI S.p.A. - Divisione Exploration and Production (nel seguito indicata come il Gestore) al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ai sensi del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, acquisita al protocollo il 7 dicembre 2006, al n.



DSA-2006-0031788, per il rilascio di Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) per l'esercizio della piattaforma Barbara T2, ubicata nel Mar Adriatico;

PRESO ATTO che l'autorizzazione non riguarda l'esercizio di impianti a terra o di infrastrutture di collegamento a terra e che, pertanto, l'istruttoria è stata condotta dai soli commissari di nomina ministeriale, non essendo stati individuati enti territoriali competenti;

VISTA la nota DSA-2006-0032765 del 18 dicembre 2006 con la quale la Direzione Generale per la salvaguardia ambientale (nel seguito indicata come Direzione Generale) ha richiesto di integrare la domanda di cui al punto precedente con l'attestazione di avvenuto pagamento della prevista tariffa istruttoria provvisoria di cui all'art. 49, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota prot. ORDI/HSE 000267/MA del 5 marzo 2007, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare l'8 marzo 2007, al n. DSA-2007-0006958, con la quale il Gestore ha attestato l'avvenuto pagamento della richiesta tariffa istruttoria provvisoria di cui al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

VISTA la nota DSA-2007-0008739 del 22 marzo 2007 con la quale la Direzione Generale ha comunicato al Gestore l'avvio del procedimento;

PRESO ATTO che il Gestore ha provveduto alla pubblicazione sul quotidiano "Il Corriere della Sera" in data 17 aprile 2007 di avviso al pubblico per la consultazione e formulazione di osservazioni sulla domanda presentata;

VISTA la nota CIPPC-00-2008-0000141 del 27 febbraio 2008 di costituzione del Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC, prevista dall'articolo 10, del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90;

VISTA la richiesta di integrazioni trasmessa al Gestore dalla Direzione Generale con nota DSA-2008-0011235 del 22 aprile 2008, formulata dalla Commissione istruttoria AIA-IPPC con nota CIPPC-00-2008-0000421 del 15 aprile 2008;

VISTA la nota prot. ORDI/HSE 000698/MA del 28 maggio 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 9 giugno 2008, al n. DSA-2008-0015507, con la quale il Gestore ha richiesto una proroga dei termini per l'invio delle integrazioni;

VISTA la nota DSA-2008-0016238 del 12 giugno 2008 della Direzione Generale con cui si concede la proroga richiesta dal Gestore per l'invio delle integrazioni;



VISTE le integrazioni all'istanza trasmesse dal Gestore con nota prot. ORDI/HSE 000794/MA del 19 giugno 2008, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 26 giugno 2008, al n. DSA-2008-0017714;

VISTA la nota DSA-2008-0027667 del 1 ottobre 2008 con la quale la Direzione Generale ha richiesto il pagamento dell'eventuale conguaglio della tariffa istruttoria;

VISTA la nota prot. ORDI/HSE 001239/MA del 17 ottobre 2008, acquisita dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 28 ottobre 2008, al n. DSA-2008-0030575, con la quale il Gestore, in relazione al pagamento del conguaglio della tariffa istruttoria dovuta ai sensi dell'articolo 5, comma 4 del decreto interministeriale del 24 aprile 2008, che disciplina le modalità, anche contabili, e le tariffe da applicare, ha comunicato di non dover pagare alcuna differenza;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0000084 del 15 gennaio 2009 di costituzione di un nuovo Gruppo Istruttore da parte del Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

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

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

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

VISTO il certificato n. EMS-909/S rilasciato in data 16 dicembre 2004 alla Società ENI S.p.A. - Divisione Exploration and Production per la piattaforma Barbara T2, aggiornato in data 20 marzo 2009, che attesa la conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004, con validità sino al 16 dicembre 2010;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0001693 del 31 luglio 2009 con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio relativo al rilascio dell'A.I.A. per l'esercizio della piattaforma Barbara T2



della società ENI S.p.A. ubicata nel Mar Adriatico, comprensivo del previsto piano di monitoraggio e controllo;

CONSIDERATO che il citato parere istruttorio fa riferimento alle informazioni pubblicate dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 17, paragrafo 2, della direttiva 2008/01/CE ed in particolare ai documenti (BREF) in materia di "Large Combustion Plant" (Luglio 2006), "Energy efficiency techniques" (Luglio 2007), "General principles of monitoring" (Luglio 2003) e "Industrial cooling systems" (Dicembre 2001);

VISTA la nota prot. DICS/SICS 663 del 17 settembre 2009, acquisita al protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare il 18 settembre 2009, al n. DSA-2009-0024693, con la quale il Gestore ha trasmesso le proprie osservazioni sul parere istruttorio prot. n. CIPPC-00-2009-0001693 del 31 luglio 2009;

VISTO il verbale conclusivo della seduta del 22 settembre 2009 della Conferenza dei Servizi, convocata ai sensi dell'articolo 5, comma 10 del citato decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, trasmessi ai partecipanti con nota prot. n. DSA-2009-0025026 del 22 settembre 2009;

VISTA la nota CIPPC-00-2009-0002185 del 14 ottobre 2009, con la quale il Presidente della Commissione istruttoria AIA-IPPC ha trasmesso il parere istruttorio definitivo, comprensivo del piano di monitoraggio e controllo, recependo le determinazioni definite in sede di Conferenza dei Servizi del 22 settembre 2009;

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;

DECRETA

la società ENI S.p.A. - Divisione Exploration and Production, identificata dal codice fiscale 00484960588 con sede legale in Piazzale Enrico Mattei n. 1 - 00144 Roma (RM) (nel seguito indicata come il Gestore), è autorizzata all'esercizio della piattaforma Barbara T2 ubicata nel Mar Adriatico, di cui alle seguenti coordinate: Latitudine 44°04'37".456, Longitudine 13°46'55".853 E di Greenwich, alle condizioni di cui all'allegato parere istruttorio definitivo, reso il 14 ottobre 2009 dalla competente Commissione istruttoria AIA-IPPC con protocollo CIPPC-00-



2009-0002185 comprensivo del piano di Monitoraggio e Controllo (nel seguito indicato come parere istruttorio), relativo alla istanza in tal senso acquisita il 7 dicembre 2006 ed integrata in data 19 giugno 2008 (nel seguito indicata come istanza).

Il suddetto parere istruttorio costituisce parte integrante del presente decreto.

Oltre a tali condizioni, l'esercizio dell'impianto 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.

Art. 2

ALTRE PRESCRIZIONI

1. Il Gestore è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.
2. Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.
3. Il Gestore è tenuto a comunicare tempestivamente qualsiasi variazione intervenga nell'ambito della certificazione UNI EN ISO 14001:2004.

Art. 3

MONITORAGGIO, VIGILANZA E CONTROLLO

1. Entro tre mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, il Gestore deve avviare il citato piano di monitoraggio e



controllo. Ove necessario, il Gestore, entro lo stesso termine, concorda con l'ente di controllo il cronoprogramma per l'adeguamento e completamento del sistema di monitoraggio prescritto.

Nelle more rimangono valide le modalità attuali di monitoraggio ed obbligatorie da subito le comunicazioni indicate nel piano relativamente ai controlli previsti nelle autorizzazioni in essere.

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. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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. 11, comma 5, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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. 11, comma 3, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 sei anni, decorrenti dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 7, comma 5 del presente decreto, in quanto l'impianto risulta in possesso del certificato n. EMS-909/S che attesa la conformità alla norma UNI EN ISO 14001:2004.
2. Ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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. 9, comma 4, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 comunicazione di ogni variazione di utilizzo di materie prime, di modalità di gestione, di modalità di controllo, prima della loro attuazione al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

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 interministeriale 24 aprile 2008.

Art. 6

AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

1. La presente autorizzazione, ai sensi dell'art. 5, comma 14 del decreto legislativo 18 febbraio 2005 n. 59, sostituisce tutte le autorizzazioni, pareri,



visti, nulla osta in materia ambientale, fatte salve le disposizioni che riguardano le emissioni di gas serra.

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 dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.

Art. 7

DISPOSIZIONI FINALI

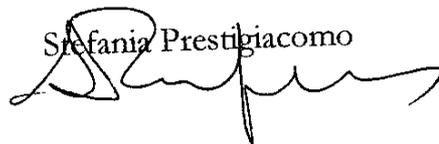
1. Si prescrive che il Gestore effettui tempestivamente la comunicazione di cui all'art. 11 comma 1 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59.
2. Il Gestore resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
3. Il Gestore 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 ENI S.p.A. - Divisione Exploration and Production, nonché al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero del lavoro, della salute e delle politiche sociali, al Ministero dell'interno e all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
5. Ai sensi dell'articolo 5, comma 15 e dell'articolo 11, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 la Salvaguardia Ambientale 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 16, comma 2, del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, 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 11, comma 9 del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59,



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 - ex Direzione Salvaguardia Ambientale

E. prot ex DSA - 2009 - 0028364 del 23/10/2009

CIPPC-00-2009-0002185
del 14/10/2009

Ministero dell' Ambiente e della Tutela
del Territorio e del Mare
Direzione Generale
Via C. Colombo, 44
00147 Roma

Pratica N:

Ref. Mittente:

OGGETTO: Trasmissione parere istruttorio conclusivo della domanda AIA presentata da ENI S.p.A. - Piattaforma Barbara T2.

In allegato alla presente, ai sensi dell'art. 6 comma 1 lettera b del Decr. 153/07 del Ministero dell' Ambiente relativo al funzionamento della Commissione, si trasmettono il Parere Istruttorio Conclusivo e il Piano di Monitoraggio e Controllo, aggiornati secondo le osservazioni condivise dalla Conferenza dei Servizi tenutasi in data 22/09/2009; detto parere non comporta variazioni sostanziali rispetto al parere originariamente reso.

Il Presidente Commissione IPPC
Ing. Dario Ticali





**Commissione Istruttoria IPPC
ENI - Piattaforma Barbara T2**

PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO

**PIATTAFORMA OFFSHORE
BARBARA T2 ENI SpA**

Gruppo Istruttore:

Marcello Iocca (Referente)

Cinzia Albertazzi

Rocco Simone

Antonio Voza

A small, handwritten mark or signature in the right margin of the page.



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

INDICE

1. DEFINIZIONI	3
2. INTRODUZIONE	5
2.1. ATTI PRESUPPOSTI	5
2.2. ATTI NORMATIVI	5
2.3. ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE	7
3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE.....	9
4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE	9
4.1. GENERALITÀ.....	9
4.2. CICLO PRODUTTIVO	10
4.3. QUADRO AUTORIZZATIVO ATTUALE	14
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE	15
6. ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE	16
6.1. CONSUMI, MOVIMENTAZIONE E STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI	16
6.2. CONSUMI IDRICI	17
6.3. ASPETTI ENERGETICI	17
6.4. EMISSIONI IN ATMOSFERA	18
6.5. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA	21
6.6. RIFIUTI.....	21
6.7. RUMORE	22
6.8. ODORI	22
6.9. ALTRE FORME DI INQUINAMENTO	22
6.10. AVVIAMENTO E TRANSITORI	22
7. ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA AIA E VERIFICA CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC	23
7.1. PREVENZIONE DELL'INQUINAMENTO MEDIANTE LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI	23
7.2. SISTEMA DI GESTIONE AMBIENTALE.....	25
7.3. ASSENZA DI FENOMENI DI INQUINAMENTO SIGNIFICATIVI.....	25
ADEGUATO RIPRISTINO DEL SITO ALLA CESSAZIONE DELL'ATTIVITÀ	26
8. CONSIDERAZIONI FINALI	27
9. LIMITI E PRESCRIZIONI	27
9.1. EMISSIONI IN ARIA	27
9.2. EMISSIONI IN ACQUA.....	29
9.3. EMISSIONI SONORE	29
9.4. RIFIUTI.....	29
9.5. MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI	30
10. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE.....	30
11. DURATA, RINNOVO E RIESAME	31
12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	31



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione Salvaguardia Ambientale.
Ente di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti del decreto legislativo n. 59 del 2005. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 59 del 2005 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato IV del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 14, comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria nominata ai sensi dell'art. 10 del DPR 14 maggio 2007, n.90.
Gestore	La presente autorizzazione è rilasciata all'ENI SpA, indicata 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.
Migliori tecniche disponibili (MTD)	La più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)

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

Uffici presso i quali sono depositati i documenti

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

Valori Limite di Emissione (VLE)

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



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

2. INTRODUZIONE

Il Gruppo Istruttore

2.1. *Atti presupposti*

- Visto il decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/153/07 del 25/09/07, registrato alla Corte dei Conti il 9/10/07 che istituisce la Commissione istruttoria IPPC e stabilisce il regolamento di funzionamento della Commissione;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00_2009-0000084 del 15/1/2009, che assegna l'istruttoria per l'autorizzazione integrata ambientale della Piattaforma offshore denominata Barbara T2 al Gruppo Istruttore così costituito:
- Marcello Iocca – Referente GI
Cinzia Albertazzi
Antonio Voza
Rocco Simone
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Tommaso Piccinno
Domenico Zuccaro
Claudio Numa
Margherita Secci

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 ENI - Piattaforma Barbara T2

- 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 152/2006, e successive modificazioni; in caso contrario i rifiuti sono recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono eliminati evitandone e riducendone l'impatto sull'ambiente, a norma del medesimo decreto legislativo 152/2006;
 - l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;
 - devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;
 - deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato ai sensi della normativa vigente in materia di bonifiche e ripristino ambientale;
- visto l'articolo 8 del D.Lgs. n. 59/2005, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto inoltre l'articolo 7, comma 3, secondo periodo, del D.Lgs. n. 59/2005, a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla vigente normativa nazionale o regionale".
- visto il decreto 1 ottobre 2008 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare "Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 18 febbraio 2005, n. 59. (G.U. n. 51 del 3-3.2009 – S.O. n.29) <<1.1. Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW.>>.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

2.3. Atti ed attività istruttorie

- Esaminata la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata presentata in data 7/12/2006, protocollo del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare DSA-2006-31788, dalla società ENI SpA;
- esaminate la richiesta di integrazioni effettuata con nota prot. CIPPC-00-2008-421 del 15/04/2008
- esaminate le integrazioni trasmesse dal Gestore ed acquisite agli atti della Commissione IPPC con prot. CIPPC-00-2008-1132 del 29/08/2008;
- esaminata L'ulteriore documentazione inviata dal Gestore in data 08/07/2009 ed acquisita agli atti con prot. CIPPC-00-2009-0001585 del 20/07/2009
- 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
 - 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)
 - 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
 - Grandi impianti di combustione – Linee guida per le migliori tecniche disponibili – ultima revisione disponibile: Giugno 2006;
- esaminata la documentazione prodotta dall'APAT nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione Nazionale IPPC, e precisamente:
- Scheda Sintetica "Eni Offshore Rev. 2" del 18/05/2007;
 - Relazione Istruttoria del 23/03/2009 acquisita con prot. CIPPC-00-2008-



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

0000722 del 30/00/2009;

- Relazione Istruttoria del 23/03/2009 acquisita con prot. CIPPC-00-2008-0000722 del 30/00/2009;
- Piano di Monitoraggio e Controllo del 20/06/2008 acquisito con prot. CIPPC-00-2008-0000722 del 30/00/2009;

vista La nota DSA del 2/4/2008, acquisita agli atti della Commissione IPPC al protocollo CIPPC-00-2008-300 del 2/4/2008

preso atto che non sono pervenute osservazioni da parte del pubblico

visti i seguenti verbali delle riunioni del GI:

- CIPPC 773/2008 del 01/07/2008 – verbale riunione GI del 16/5/2007;
- CIPPC 773/2008 del 01/07/2008 – verbale riunione GI del 11/4/2008;
- CIPPC 444/2009 del 27/02/2009 – verbale riunione GI - Gestore del 27/02/2009;



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

EMANA

il seguente PARERE ISTRUTTORIO

3. OGGETTO DELL'AUTORIZZAZIONE

Ragione sociale	ENI SpA - Piattaforma Barbara T2
Sede legale¹	Latitudine 44°04'37".456 N Longitudine 13°46'55".853 E
Sede operativa	Mare Adriatico centrale
Tipo di impianto:	Esistente
Codice e attività IPPC	Attività IPPC n.1: Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione >50 MW (Codice IPPC : 1.1) (ubicato in mare) Attività IPPC n.2: Impianti di combustione con potenza calorifica di combustione >50 MW (Codice IPPC: 1.1)
Gestore	Manfredi Giusto
Referente IPPC	Roberta Angelini
Impianto a rischio di incidente rilevante	NO
Sistema di gestione ambientale	ISO14001:2004 (certificato n. EMS-909/S del 05/08/2005)
Prodotto	Gas naturale compresso
Numero di addetti	Impianto non presidiato
Combustibili utilizzati	Gas naturale

Sulla Piattaforma Barbara T2 si svolge la compressione del gas naturale proveniente dalle piattaforme del campo Barbara. A tale scopo sono installati n° 4 turbocompressori a gas che complessivamente hanno una potenza termica di combustione >50 MW, per cui fanno rientrare la piattaforma "Barbara T2" in attività IPPC 1.1 e motivano la richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale presentata dal Gestore.

4. ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE

4.1. Generalità

La Piattaforma Barbara T2 è stata installata nel 2000 e nel marzo 2001 è iniziata l'attività di produzione.

¹ Impianto offshore, sono date le coordinate geografiche di riferimento.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

La funzione primaria della piattaforma è quello di comprimere e inviare a terra, presso la centrale di Falconara (con transito sulla piattaforma Barbara T), parte del gas naturale (metano al 99% circa) prodotto dalle piattaforme del "Gruppo omogeneo di Piattaforme Falconara", comprendente il Campo Barbara (Barbara A, Barbara B, Barbara C – piattaforma madre, Barbara D, Barbara E, Barbara F, Barbara G, Barbara H, Barbara NW) e altri Campi (Bonaccia, Clara Est, Calpurnia, Clara Nord, Clara W).

Sulla piattaforma sono installati quindi impianti di separazione e compressione, oltre ad impianti ausiliari, di controllo e sicurezza.

La capacità produttiva nominale dichiarata dal gestore è di 6.502.000 Nm³/giorno di gas metano compresso per circa 365 giorni/anno. Negli anni 2003-2005 la capacità di produzione è stata di 2.506.130.880 Sm³/anno.

Capacità produttiva

Prodotto	Capacità di produzione	Produzione effettiva	anno di riferimento
Gas naturale (compressso)	2.506.130.880 Sm ³	1.834.967.244 Sm ³	2003
Gas naturale (compressso)	2.506.130.880 Sm ³	1.863.602.155 Sm ³	2004
Gas naturale (compressso)	2.506.130.880 Sm ³	1.785.443.064 Sm ³	2005

La piattaforma è costituita da una sottostruttura (jacket che poggia sul fondo del mare e raggiunge un'altezza di circa 6 m s.l.m.) e da un ponte (deck integrato su tre livelli fino a circa 18 metri) capaci di sostenere gli impianti di compressione.

Le dimensioni del deck sono: 21m x 27 m per una superficie di 567 m². La superficie del piano superiore è di 725 m².

La struttura è collegata mediante ponte alle piattaforme adiacenti Barbara T e Barbara C.

L'energia elettrica prodotta a bordo (426.617 MWh), erogata dalle quattro turbine installate, è interamente assorbita dai compressori.

La Piattaforma Barbara T2 non è presidiata, il personale non è quindi normalmente presente durante l'esercizio delle attività se non in occasione dello svolgimento delle normali attività di manutenzione quando a bordo sono presenti 7 tecnici e 2 addetti al catering.

4.2. Ciclo produttivo

Schematicamente il processo prevede che il gas prodotto nel Campo Barbara (proveniente dalle piattaforme di Barbara A, Barbara B, Barbara D, Barbara E, Barbara F, Barbara G, Barbara H e Barbara NW) è inviato in parte a Barbara T e in parte a Barbara T2 la successiva compressione. La parte di gas inviato a Barbara T viene compresso e inviato quindi direttamente alla centrale di Falconara.

Inoltre la piattaforma Barbara T2 tratta anche il gas naturale prodotto dalle piattaforme dei campi a gas Bonaccia, Clara Est, Calpurnia, Clara Nord e Clara W da dove il gas è inviato dapprima a Barbara C, e quindi da qui a Barbara T2, dopo il transito su Barbara T.

Barbara T2 riceve quindi il gas in bassa pressione da Barbara T, comprime il gas, lo raffredda e lo invia a Barbara T da dove il gas è inviato alla centrale di Falconara.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

L'impianto è costituito dai seguenti sistemi principali.

Sistema turbocompressione gas

Questo sistema è composto da 4 linee di turbocompressione identiche funzionanti in parallelo (tre operative ed una in stand by). Ogni linea è composta da una turbina Solar (motrice) da 13,6 MWt, (5,5 MWe) di potenza, da un compressore centrifugo Solar C 33661 (1° stadio) e da un secondo compressore centrifugo Solar C 33661 (2° stadio) collegati entrambi allo stesso albero motore.

Il gas in arrivo viene inviato all'unità KO drum aspirazione 1° stadio (fase 1), dove il liquido residuo viene abbattuto. Successivamente il gas viene aspirato dai compressori gas (fase 2) e compresso sino ad un valore intermedio di pressione; a valle del 1° stadio di compressione il gas subisce una refrigerazione tramite gli scambiatori (intercoolers) ad acqua di mare (fase 3), fino alla temperatura di 30°C.

Il gas in uscita dagli scambiatori interfase viene inviato al KO drum aspirazione 2° stadio (fase 4), posto a monte del 2° stadio di compressione, dove gli eventuali condensati vengono separati.

Il gas viene quindi nuovamente compresso (fase 5) e raffreddato (fase 6), fino a raggiungere la pressione necessaria per l'immissione nella sealine di collegamento tra Barbara T e la Centrale di Falconara.

Tutto il sistema di turbocompressione del gas è equipaggiato di apparecchiature e/ circuiti ausiliari in comunicazione con l'atmosfera, mediante sfiati permanenti:

- sfiato serbatoi olio di lubrificazione dei compressori del gas, con abbattimento di nebbie;
- sfiato tenute secondarie dei compressori del gas;
- sfiato di emergenza dei piloti delle valvole dei compressori del gas;
- sfiato di emergenza dello skid recupero gas tenute dei compressori.

Turbine a gas.

I quattro compressori centrifughi di 1° stadio, posti in parallelo con i quattro compressori centrifughi di 2° stadio, sono azionati da quattro turbine a gas "Solar Taurus T60" 360-MT-004/005/006/007 (ciascuna di potenza termica di combustione pari a 13,6 MW e potenza massima di uscita di 5,5 MWe). Il sistema prevede il funzionamento di tre compressori in continuo, il quarto è in stand by.

Le turbine sono alimentate dal gas stesso in transito sulla piattaforma e spillato dai collettori di aspirazione e di mandata dei compressori del gas.

Le turbine sono dotate di camera di combustione "SoLoNOx II", al fine di ridurre la concentrazione di inquinanti nei fumi di combustione di gas naturale, rilasciati in atmosfera dai camini.

A servizio di ogni turbocompressore è presente un serbatoio per l'olio di lubrificazione. L'olio esausto di lubrificazione, convogliato nella parte del serbatoio di raccolta drenaggi dedicato, viene periodicamente scaricato su un mezzo navale di servizio tramite una linea valvolata e trasportato a terra per la rigenerazione.

Sistema di refrigerazione acqua di mare.

L'acqua di mare prelevata a circa 30 m di profondità viene filtrata e quindi inviata agli scambiatori a fascio tubero per il raffreddamento del gas compresso. L'acqua in uscita dagli scambiatori viene quindi scaricata in mare.

L'unità si avvale di un sistema antivegetativo ad ultrasuoni, a protezione delle tubazioni delle quattro pompe sommerse del sistema di raffreddamento acqua mare e delle tubazioni di mandata delle pompe stesse, prevenendo o eliminando la formazione di macro incrostazioni d'origine organica.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Sistema scarichi gassosi.

Il sistema è realizzato allo scopo di raccogliere tutti gli scarichi gassosi continui e d'emergenza per convogliarli e disperderli nell'atmosfera tramite le candele di sfiato di bassa pressione e di alta pressione.

Alla candela di sfiato di alta pressione convergono le linee che raccolgono gli scarichi ad alta pressione, valvole di sicurezza e valvole di depressurizzazione.

La candela di sfiato di bassa pressione raccoglie gli scarichi gassosi, continui nel tempo, provenienti dal degassaggio delle acque di strato prodotte.

Sistema Acqua di strato

Il gas in arrivo alla piattaforma Barbara T2 dalle sealines delle piattaforme ad essa confluenti, contiene del liquido di condensa, conseguente alla variazione di pressione e temperatura rispetto alle condizioni di giacimento, denominato acqua di strato. Tale acqua viene separata in opportuni separatori (Slug Catcher) ed è continua nel tempo. L'acqua di strato è poi degassata a bassa pressione producendo sfiati gassosi, anch'essi continui, che vengono inviati nella opportuna candela di sfiato. Le acque di strato prodotte sono inviate in un serbatoio di calma (190 TA 001) e poi inviate, tramite collettore, a Barbara C per il loro trattamento e quindi per il successivo scarico in mare.

Sistema raccolta acque oleose

Nella piattaforma è presente un sistema di raccolta degli scarichi oleosi e dell'olio di lubrificazione esausto dei turbocompressori e motogeneratori a gas.

Il serbatoio raccolta drenaggi 540-TA-001, di capacità complessiva 8m³, è suddiviso in due parti, da un setto separatore interno, in grado di raccogliere tipologie diverse di fluido:

- una parte del serbatoio, di 5m³, raccoglie le acque di tipo oleoso (gasolio e scarico di fondo delle apparecchiature);
- la seconda parte, di 3m³, raccoglie l'olio di lubrificazione esausto dei turbocompressori.

Gli scarichi oleosi vengono raccolti nel serbatoio e convogliati periodicamente, tramite una linea munita di valvola, a un mezzo navale di servizio e trasportati a terra per la successiva rigenerazione.

Sistema raccolta acque meteoriche

Il sistema è costituito da una rete di raccolta che convoglia le acque piovane dalle aree pavimentate con lamiera al tubo separatore, il quale riceve anche le acque dalla linea di troppo pieno proveniente dalla parte del serbatoio drenaggi dedicata alle acque oleose.

Il sistema di raccolta acque meteoriche convoglia al tubo separatore (punto scarico SF3):

- le acque meteoriche, provenienti dalle aree pavimentate e convogliate tramite grondaie o ghiotte;
- le acque della "linea di troppo pieno", provenienti dalla parte del serbatoio drenaggi dedicata alle acque oleose.

Le eventuali tracce di olio vengono, mediante pompa, recuperate e trasferite direttamente in appositi contenitori, che successivamente, accompagnati dal formulario identificazione rifiuti (FIR), vengono trasportati tramite bettolina presso la base operativa DICS di Marina di Ravenna. Da qui, il rifiuto viene quindi inviato ad impianto di smaltimento con un nuovo FIR.

Detto rifiuto viene censito sia nel registro di carico/scarico della piattaforma "madre" Barbara C, che, successivamente, in quello presente presso la base operativa di Marina di Ravenna.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

La parte del serbatoio dedicata ai drenaggi di piattaforma è munita di rompifiamma e di un troppo pieno che convoglia i liquidi nel tubo separatore dal quale le parti oleose possono essere recuperate in un secondo tempo tramite l'installazione temporanea di una pompa per l'asportazione degli stessi. Il tubo scarica l'acqua non inquinata sotto la superficie del mare, con l'uscita inferiore a quota -12 m. L'ingresso del collettore di scarico nel tubo separatore avviene ad una profondità di -5 m, per evitare gli eventuali ritorni di gas dal tubo stesso nella rete raccolta drenaggi.

Sistema gas combustibile

Il sistema fornisce il gas di alimentazione alle turbine motrici dei compressori del gas ed ai motori a gas dei gruppi elettrogeni principali.

Il sistema è alimentato dal gas naturale prodotto che viene spillato dalle linee di aspirazione dei compressori gas o, quando il declino della pressione del giacimento non soddisfa le condizioni per l'alimentazione delle turbine dei compressori, il gas viene spillato dal collettore di mandata dei compressori stessi. Il sistema prevede un riscaldatore elettrico che provvede ad innalzare la temperatura del gas ad un valore non inferiore 6°C, in accordo a quanto richiesto dai fornitori dei turbocompressori.

La presenza di un idoneo polmone permette di erogare gas combustibile agli utilizzatori per un breve periodo di tempo anche in caso di blocco dell'unità, per evitare il contemporaneo ed immediato blocco generale dell'impianto e di separare liquidi condensati durante le fasi di fermata dell'unità.

Sistema aria strumenti

Il sistema aria compressa è costituito dal polmone di accumulo della capacità di 10 m³. Il sistema è in grado di fornire aria in pressione, per il lancio dei motori dei gruppi elettrogeni principali e d'emergenza, ed aria strumenti ai circuiti di controllo pneumatici.

L'aria strumenti viene distribuita agli utilizzatori deumidificata nel campo delle pressioni richieste.

Sistema di generazione energia elettrica

Il sistema fornisce energia elettrica alle utenze di processo e di servizio della piattaforma.

È costituito da due gruppi elettrogeni principali 470-MG-004/005 da 476kW, sempre entrambi in funzione, mossi da motori a gas.

I generatori principali sono installati sul cellar deck, racchiusi dentro entro singole sale di un unico fabbricato, completo di impianto di ventilazione, lavaggio, rilevazione gas, fuoco e relativo sistema antincendio (singoli per ciascuna sala).

I motori a gas sono muniti di un unico serbatoio di compenso dell'olio di lubrificazione con sfiato all'atmosfera.

In caso di emergenza, l'impianto si avvale inoltre di un motogeneratore modello Perkins CG B 200 (480 MD 001) da 120 kW, mosso da un motore diesel, ubicato all'interno di un locale provvisto di un sistema di ventilazione e di sistemi di sicurezza analoghi a quelli previsti per i generatori elettrici principali.

Il motore diesel del gruppo è alimentato attraverso un serbatoio di gasolio giornaliero² ed è provvisto di un serbatoio di compenso dell'olio di lubrificazione con sfiato all'atmosfera.

² I serbatoi di gasolio definiti "giornalieri" sono serbatoi di volumetria ridotta, atti a garantire l'attivazione di unità che forniscono i servizi non continuativi del gruppo elettrogeno di emergenza e delle gru di piattaforma, cui assicurano un'autonomia di circa 8 ore. Tali serbatoi giornalieri, ubicati sulla Piattaforma Barbara T2, sono alimentati a loro volta da un serbatoio di gasolio di maggiore capacità, posto sulla Piattaforma Barbara C.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

COMBUSTIBILI	MACCHINE	N° MACCHINE	POTENZA TERMICA DI COMBUSTIONE MWt
GAS	Turbine 360 MT 004/005/006/007	4	13,6 cadauna
	Gruppo Elettrogeno a Gas 470MG 004/005	2	2,7
GASOLIO	Gruppo Elettrogeno a Gasolio 480 MD 001	1	0,1
	Gru di servizio 630 YA 001/002	2	0,3
TOTALE			57,5

Sistema di sollevamento

Sulla piattaforma sono installati 2 motori diesel per azionare le gru di servizio necessarie per la movimentazione di materiali e di apparecchiature di manutenzione. Entrambe le gru sono mosse da motori diesel John-Deere Power Tech AH 159 (630 YA 001/002) da circa 138 kW di potenza.

Per ciascuna gru è presente un serbatoio giornaliero di gasolio², con sfiato libero in atmosfera e un serbatoio di compenso olio di lubrificazione.

Sistema antincendio ad acqua

È costituito da un anello derivato dalla rete acqua antincendio della piattaforma Barbara T, a sua volta alimentata dalle pompe sommerse presenti su Barbara C.

Sistema antincendio ad Inergen

È costituito da n. 5 skids a protezione delle sale tecniche e delle sale dei motogeneratori di energia elettrica principale.

4.3. Quadro Autorizzativo attuale

Le autorizzazioni rilasciate per le attività della piattaforma Barbara 2T sono riportate nella tabella seguente.

Estremi atto amministrativo	Ente competente	Data rilascio	Data scadenza	Norme di riferimento	Oggetto
Prot.n.867/ SIAR/2000	Ministero Dell'Ambiente	23/08/2000		DPR203/8	Autorizzazione delle emissioni in atmosfera
8409/VI/A.D.13.5	Ministero Dell'Ambiente	10/07/2000		DPR 526/94	Giudizio di esclusione dalla V.I.A.
Aut. N° 927 del DEC/RAS/2179	Ministero Dell'Ambiente	01/2005		DL 273 del 12/11/2004	Autorizzazione alla emissione di Gas serra (CO ₂) - Attività 1.1 "Impianti di combustione con una potenza calorifica di combustione di oltre 20 MW"
EMS-909/S	RINA	16.12.2004		ISO 14.000	Certificazione Ambientale

La Piattaforma Barbara T2 non ha un'autorizzazione specifica per lo scarico delle acque in quanto i reflui di processo prodotti (acque di strato) sono inviati tramite condotta alla Piattaforma Barbara C dove vengono trattate. Lo scarico in mare delle acque di strato attraverso la Piattaforma Barbara



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

C è autorizzato dal Ministero dell'Ambiente con atto prot. DEC/DPN/990 del 10/06/2008 rilasciato in data 10/06/2008.

I soli reflui acquosi provenienti dalla Piattaforma e scaricati a mare sono le acque di raffreddamento e le acque meteoriche non inquinate. Per tali reflui non sono state rilasciate autorizzazioni specifiche.

L'autorizzazione delle emissioni in atmosfera, prevede limiti solo per le turbine collegate ai compressori centrifughi. Tali limiti, riferiti ad un contenuto di O₂ nei fumi anidri del 15 % volume, sono:

NOx 60 mg/Nm³

CO 70 mg/Nm³

Per gli effluenti gassosi provenienti dai motogeneratori a gas (continui), dai motogeneratori di emergenza diesel (discontinui), nonché per le emissioni gassose provenienti dai motori diesel che movimentano le gru (discontinue) e per le emissioni gassose provenienti dalle candele di alta (discontinue) e bassa pressione (continue) non sono state rilasciate autorizzazioni specifiche.

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

La Piattaforma Barbara T2 è situata nel Mar Adriatico centro-settentrionale, ad est di Pesaro da cui dista circa 60 km, e a circa 50 km a NNE da Ancona.

La profondità media del mare nella zona d'installazione della piattaforma è di circa 70 m.

La Piattaforma Barbara T2 è localizzata in acque extraterritoriali di pertinenza italiana³.

Nel campo Barbara, ad oggi, esistono 102 pozzi produttori per 8 piattaforme fisse ed una stazione di compressione.

La Piattaforma Barbara T2 non è abitualmente presidiata; essa è collegata tramite ponte alla piattaforma Barbara T ed è dotata di due zattere di salvataggio ed è dotata dei sistemi di segnalazione e di avvistamento previsti dalla legge.

Aree soggette a vincolo

L'area di mare circostante la piattaforma Barbara T2 è priva di zone soggette a vincoli di tutela biologica, naturalistica e archeologica. Non sono presenti, infatti: zone marine di tutela biologica (L. 963/65); zone marine di ripopolamento (L. 41/82); zone facenti parte di aree naturali protette o soggette a misure di salvaguardia ai sensi della L. 394/91 (art. 36). Sono segnalate solamente aree marine di reperimento di resti archeologici e non zone archeologiche così come intese dalla Legge n° 1089/39.

Per quanto concerne l'area costiera, il vincolo più restrittivo in assoluto è rappresentato dal Parco del Conero (istituito con Legge Regionale n. 21 del 23 aprile 1987, è suddiviso in zone omogenee di tutela), che si estende per circa 8.000 ettari comprendendo 20 chilometri di costa, da Ancona alla foce del Musone.

L'area di Ancona, Falconara e della bassa valle dell'Esino è stata dichiarata "ad elevato rischio di crisi ambientale" (AERCA) con delibera del Consiglio Regionale n. 305 del 1 marzo 2000.

L'area della concessione di coltivazione del giacimento Barbara è interessata da un'intesa attività di pesca in particolare con la tecnica "a strascico".

³ La piattaforma è soggetta alle procedure della Convenzione Internazionale di MARPOL, entrata in vigore il 2 ottobre 1983 e ratificata in Italia con Legge 29 settembre 1980, n. 662 (Supplemento ordinario alla Gazzetta ufficiale 23 ottobre 1980, n. 292) - Ratifica ed esecuzione della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi e del protocollo d'intervento in alto mare in caso di inquinamento causato da sostanze diverse dagli idrocarburi, con annessi, adottati a Londra il 2 novembre 1973.



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Qualità delle acque

Nella provincia di Ancona si trovano sei stazioni di campionamento per la campagna di monitoraggio della qualità delle acque marino – costiere iniziata nel 2001, posizionate lungo due transetti: uno in prossimità della foce del fiume Esino e uno prospiciente il monte Conero.

I punti di misura sono a 500, 1000 e 3000 metri dalla costa.

Il sito "Esino", nei pressi del quale è attivo un polo petrolchimico, è classificato come area critica (un'area influenzata dalle attività antropiche), mentre il sito "Conero", all'interno di un'area marina protetta di prossima istituzione, si configura come area di controllo (una stazione di controllo è posta in aree ad alto livello di naturalità).

La media annuale del TRIX nel periodo 2001-2002 rivela un buono stato delle acque per cinque stazioni, elevato per la stazione del Conero a 3000 metri dalla costa.

6. ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE

6.1. *Consumi, movimentazione e stoccaggio di materie prime e combustibili*

Oltre al gas metano e al gasolio utilizzati per il funzionamento delle generatori, l'altra materia prima indicata è il solo olio lubrificante il cui consumo annuo non è però disponibile.

Si riportano di seguito i consumi negli anni 2007 – 2008.

COMBUSTIBILE	MACCHINE	POTENZA TERMICA	CONSUMI 2007	CONSUMI 2008
		MWt	Sm ³ (m ³)	Sm ³ (m ³)
Fuel gas	Turbina 360 MT 004	13,5	12.664.918	10.455.160
	Turbina 360 MT 005	13,5	12.565.856	11.956.218
	Turbina 360 MT 006	13,5	12.538.839	11.990.108
	Turbina 360 MT 007	13,5	12.702.442	12.077.658
	Motore a gas 470 MG 004	1,35	1.618.723	1.590.125
	Motore a gas 470 MG 005	1,35		
Gasolio	Motogeneratore diesel 480MD001	0,12	7	11
	Motore diesel gru 630YA001	0,15		
	Motore diesel gru 630YA002	0,15		

Il Gestore dichiara un consumo max giornaliero per singolo turbocompressore pari a 45.000 Sm³, alla potenza massima di 5,5 MWe.

Di seguito sono riportati i serbatoi di stoccaggio presenti sulla piattaforma Barbara T2

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Bacino conteniment o	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
SI	190-TA-001	30 m ³	SI	Serbatoio	30 m ³	Acque di strato



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

S2	190-TA-002	22 m ³	SI	Serbatoio	22 m ³	Acque di strato
S3	390-TA-001	9,5 m ³	SI	Serbatoio	9,5 m ³	Glicole
S4	540-TA-001	8 m ³	SI	Serbatoio	8 m ³	Acque oleose
S5	Serbatoio giornaliero: 630-YA-002	0,4 m ³	NO	Serbatoio	0,4 m ³	Gasolio
S6	Serbatoio giornaliero: 630-YA-001	0,4 m ³	NO	Serbatoio	0,4 m ³	Gasolio
S7	Serbatoio: 360-MT-004	2,622 m ³	NO	Serbatoio	2,622 m ³	Olio lubrificazione
S8	Serbatoio 360-MT-005	2,622 m ³	NO	Serbatoio	2,622 m ³	Olio lubrificazione
S9	Serbatoio: 360-MT-006	2,622 m ³	NO	Serbatoio	2,622 m ³	Olio lubrificazione
S10	Serbatoio: 360-MT-007	2,622 m ³	NO	Serbatoio	2,622 m ³	Olio lubrificazione
S11	Serbatoio giornaliero: 480-MD-001	0,49 m ³	SI	Serbatoio	0,49 m ³	Gasolio
S12	470-TA-001	0,46 m ³	SI	Serbatoio	0,4 m ³	Olio lubrificazione

Tutti i serbatoi presenti in piattaforma, di cui alla seguente tabella, sono a chiusura ermetica protetti da infiltrazioni di acque piovane. La loro manutenzione avviene secondo sistema aziendale AMOS, gestito dalla società di manutenzione Eni SES.

I due serbatoi 630YA001/002 contengono il gasolio per i motori delle gru; i quattro serbatoi S7,S8,S9,S10 contengono l'olio di lubrificazione per le turbine; il serbatoio S11 contiene il gasolio per il motore di emergenza.

6.2. Consumi idrici

Le uniche acque utilizzate sulla piattaforma sono quelle di raffreddamento. Il consumo di acqua di mare nel 2005 è stato di 7.095.000 m³ pari a 19440 m³ al giorno, con una portata oraria di punta pari a 810 m³/h.

Alla capacità produttiva il gestore calcola il consumo delle acque di raffreddamento in 9.959.714m³, pari a 27.287 m³ giornalieri, con una portata oraria di punta pari a 1137 m³/h.

6.3. Aspetti energetici

L'energia prodotta dalle turbine (efficienza termica del 32%) è utilizzata interamente per muovere i compressori.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Dalla documentazione presentata risulta che, nell'anno di riferimento 2005, sono state prodotte dalle turbine 426'567 MWht, interamente assorbiti dai compressori; alla capacità produttiva la produzione di energia è 598'826 MWht.

L'energia elettrica consumata per tutto l'impianto nell'anno 2005 è stata pari a 400 MWh.

Il consumo specifico dell'impianto (totale gas compresso / totale gas consumato) è 35,94 Sm³/Sm³.

Il consumo termico specifico (anno 2005) relativo all'energia assorbita dai soli compressori è pari a 8,86 kWh/Sm³, per tutto l'impianto è pari a 0,26 kWh/Sm³.

6.4. Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera generate dall'esercizio della piattaforma in oggetto sono costituite:

1. dai fumi prodotti dalla combustione di:
 - gas naturale nelle quattro turbine e nei due motogeneratori a gas;
 - gasolio nei tre motori diesel;
2. dagli sfiati di:
 - gas naturale inviato alle candele di alta e bassa pressione e in uscita dagli sfiati delle tenute secondarie dei compressori;
 - vapori di idrocarburi rilasciati dagli sfiati dei serbatoi di stoccaggio;
3. e dalle emissioni fuggitive dalle tenute da compressori, pompe, flange, valvole, ecc..

I fumi di combustione delle turbine, dei motogeneratori a gas e dei motori diesel contengono essenzialmente inquinanti come CO₂, CO, CH₄, COVNM, NO_x, SO_x in quantità diverse.

Le emissioni da venting contengono essenzialmente inquinanti come CO₂, CH₄, COV. Le emissioni fuggitive sono costituite quasi esclusivamente da gas metano.

La piattaforma è dotata di 28 punti di emissione, tra camini e altri punti di sfiato, tutti autorizzati. I camini E1, E2, E3, E4 sono asserviti alle turbine dei compressori; i camini E5, E6, E7 sono dei gruppi elettrogeni; i camini E8, E9 sono associati alle gru di servizio. E9 e E10 sono candele di sfiato mentre i camini da E11 a E28 sono sfiati da serbatoi e tenute.

Vista la scarsa tendenza del gasolio e degli oli di lubrificazione ad emettere vapori, si ritiene bassa la probabilità che i punti di emissione E12-19, E20 ed E26-28 possano dar luogo ad emissioni in atmosfera.

I camini 1, 2, 3 e 4 sono dotati di monitoraggio in continuo di CO e O₂. Per gli altri inquinanti e parametri (SO₂, NO_x, polveri, CH₄, T, portata, H₂S) il gestore prevede un monitoraggio annuale che a partire dal 2010, per l'NO_x avrà frequenza semestrale.

Le apparecchiature di combustione sono dotate di camera di combustione con tecnologia (sviluppata dalla Solar) "SoLoNO_x II", al fine di ridurre la concentrazione di NO_x nei fumi di combustione di gas naturale rilasciati dai camini in atmosfera (MTD).

Il sistema "scarichi gassosi" collette tutti gli scarichi gassosi continui e d'emergenza per convogliarli e disperderli nell'atmosfera tramite le candele di sfiato di bassa pressione e di alta pressione.

Emissioni convogliate

I dati più recenti aggiornati al 2007 e 2008 relativi alle emissioni ai camini più significativi (turbocompressori e generatori) sono riportati nelle tabelle seguenti:



Commissione Istruttoria IPPC
Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva) (calcolate)

Anno di riferimento: 2007

CAMINO	PORTATA Nm ³ /h	INQUINANTI	FLUSSO DI MASSA, kg/h	FLUSSO DI MASSA, kg/anno	CONCENTRAZIONE, mg/Nm ³	% O ₂	
E1	63.440	CO	1,09	8.121	17,00	15 (S)	
		NO _x	1,67	12.352	26,67		
E2	63.440	CO	1,09	9.2861	17,00		
		NO _x	1,67	14.126	26,67		
E3	63.440	CO	1,09	9.313	17,00		
		NO _x	1,67	14.166	26,67		
E4	63.440	CO	1,09	9.381	17,00		
		NO _x	1,67	14.269	26,67		
E5	1.669	CO	0,19	1.249	116,5		5 (S)
		NO _x	5,53	36.184	330,6		
E6	1.669	CO	0,19	1.311	116,5		
		NO _x	5,53	37.980	330,6		

Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva) (calcolate)

Anno di riferimento: 2008

CAMINO	PORTATA Nm ³ /h	INQUINANTI	FLUSSO DI MASSA, kg/h	FLUSSO DI MASSA, kg/anno	CONCENTRAZIONE, mg/Nm ³	% O ₂	
E1	61.591	CO	1,06	7.881	17,00	15 (S)	
		NO _x	2,27	16.830	36,00		
E2	61.591	CO	1,06	9.012	17,00		
		NO _x	2,27	19.246	36,00		
E3	61.591	CO	1,06	9.038	17,00		
		NO _x	2,27	19.301	36,00		
E4	61.591	CO	1,06	9.104	17,00		
		NO _x	2,27	19.442	36,00		
E5	1.645	CO	0,12	785	72,50		5 (S)
		NO _x	0,48	3.124	290		
E6	1.645	CO	0,12	824	72,50		
		NO _x	0,48	3.279	290		

Dal 2008, con l'entrata in vigore del Regolamento CE 166/2006 che istituisce il registro PRTR, la Piattaforma Barbara T2 ha dichiarato annualmente, al Ministero dell'Ambiente, le emissioni di NO_x, in quanto superano il valore soglia fissato dal Regolamento stesso.



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Le emissioni annue di NOx per la dichiarazione PRTR 2008 e 2009 sono state determinate, in conformità delle linee guida di cui al *Documento di orientamento per l'attuazione del PRTR europeo* (emesso il 31 maggio 2006 dalla Direzione Generale dell'Ambiente della Commissione Europea ai sensi dell'Art. 14 del Regolamento), mediante un "metodo equivalente" di calcolo, moltiplicando l'energia di combustione annua (GJ/a) per un fattore di emissione (g/GJ) proposto dall'agenzia americana U.S. Environmental Protection Agency (rif. *AP-42, Fifth Edition, Volume I: Stationary Point and Area Sources; Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources*).

I dati dichiarati dal Gestore per gli anni 2007 e 2008 sono riportati nel seguente prospetto.

ANNO	MASSA EMESSA	METODO
	t/a	
2007	302,508	CALCOLO (OTH)
2008	268,096	

Emissioni non convogliate

Nel novembre 2005, sulla Piattaforma Barbara T2, è stata svolta una campagna di monitoraggio delle emissioni fuggitive. Sulla base di misure a campione eseguite su dispositivi di linea, potenziali sorgenti di emissione fuggitive, sono state stimate le emissioni totali, di seguito riportate:

Emissioni fuggitive di VOC in un anno, distinte per tipologia di dispositivo emissivo

DISPOSITIVI	POPOLAZIONE DISPOSITIVI	EMISSIONE ORARIA	EMISSIONE ANNUA
		kg/h	kg/a
Compressori	4	0,00002	0,14
Flange	475	0,13	1.161,12
Valvole	204	0,00004	0,39
Valvole di sicurezza	11	0,07	649,10
Totale	694	0,200	1811

Emissioni fuggitive in un anno

INQUINANTE	EMISSIONE ANNUA
	t/a
Metano	1,81046
Etano	0,000237
Propano	0,000036
Totale VOC (Composti organici volatili)	1,811



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

6.5. Scarichi idrici ed emissioni in acqua

La piattaforma è dotata di due scarichi: SF1 per le acque di raffreddamento, SF3 per le acque meteoriche non potenzialmente inquinate. Questi scarichi non prevedono trattamenti.

Per SF1 è previsto un sistema antivegetativo ad ultrasuoni, che protegge il materiale delle quattro pompe sommerse del sistema di raffreddamento acqua mare e delle tubazioni di mandata delle pompe stesse, prevenendo o eliminando la formazione di macro incrostazioni d'origine organica. L'adozione di tale sistema non richiede l'utilizzo di prodotti chimici.

Le portate scaricate da SF1 sono state 7.095.600m³ nel 2005 e sono calcolate in 9.959.714 m³ alla capacità produttiva.

Per quanto concerne le acque di strato, queste sono prodotte dalla segregazione dai separatori gas e dalla condensazione di acque nei sealine conseguente alla variazioni di temperatura e pressione. La produzione giornaliera delle acque di strato sulla Piattaforma Barbara T2 è pari a 1÷2 m³/g. Queste acque vengono raccolte, tramite separatori dedicati, per gravità, inviate dapprima in un serbatoio di calma (190TA001) e quindi inviate alla Piattaforma Barbara C per lo scarico autorizzato a mare (punto scarico SF2), transitando per la Piattaforma Barbara T. Il proprietario/gestore dello scarico SF2 sulla Piattaforma Barbara C è sempre Eni S.p.A..

In alternativa le acque di strato possono essere inviate alla centrale di Falconara mediante una linea da 3" dedicata che parte da Barbara T.

Il Ministero dell'Ambiente, con autorizzazione del prot. DEC/DPN/990 del 10/06/2008 ha autorizzato Barbara C (a cui confluisce il refluo di Barbara T2) allo scarico a mare delle acque di strato.

Secondo quanto dichiarato, in condizioni di normale esercizio, i volumi delle acque di strato sono al disotto di 4-5 m³/giorno, inteso come volume di acqua inviato da parte della Piattaforma Barbara T2 alla piattaforma Barbara C.

Le acque oleose (derivanti dalla manutenzione impianti) sono trattate come rifiuti.

6.6. Rifiuti

Le tipologie di rifiuti dichiarate dal gestore sono riportate nella tabella seguente.

B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica) *				Anno di riferimento: 2005			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta	Fase di provenienza	N° area	Stoccaggio Modalità	Destinazione
13 02 08	Olio di lubrificazione esausto	liquido	n.d.	S4		Serbatoio	Banchina Base UGIT Ravenna
16 10 02	Acque oleose	liquido	n.d.	S4		Serbatoio	Banchina Base UGIT Ravenna
15 02 02	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	solido	n.d.	manutenzione		Su Barbara C	Banchina Base UGIT Ravenna

Note: le quantità di rifiuti prodotti da Barbara T2 non sono disponibili in quanto sono contabilizzati dalla Banchina della Base UGIT di Ravenna insieme a quelli provenienti dalle altre piattaforme di ENI E&P.

I rifiuti contrassegnati dai codici CER 13 02 08 e 15 02 02 sono associati a rifiuti pericolosi.

La rintracciabilità dei rifiuti può essere effettuata tramite:

- Il registro di carico/scarico della piattaforma "Barbara C";



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

- Il formulario identificazione rifiuti (FIR) che accompagna il rifiuto stesso, dalla piattaforma "Barbara C" alla base operativa DICS di Marina di Ravenna;
- Il registro carico/scarico della base operativa di Marina di Ravenna DICS.

Le acque oleose (derivanti dalla manutenzione impianti e identificate con codice CER 16 10 02 *soluzioni acquose di scarto*) e l'olio di lubrificazione esausto sono stoccati nel serbatoio 540-TA-001 (S4) in attesa di essere caricate su bettolina e inviate alla Base Operativa DICS di Ravenna, dove sono gestite come rifiuto ed inviate a un impianto di trattamento accompagnati dal FIR.

Questi rifiuti seguono, come previsto da sistema di gestione ambientale Eni, il programma "Procedura Rifiuti".

I rifiuti di manutenzione eventualmente prodotti sono depositati temporaneamente sulla piattaforma Barbara C, in attesa di essere inviati a smaltimento. Quindi su Barbara C è presente un deposito temporaneo di rifiuti (art. 183 comma 1 lettera m, del D.Lgs. 152/06)

Nella base operativa di Marina di Ravenna i rifiuti in arrivo dalle piattaforme (accompagnati da formulario identificativo) vengono stoccati in regime di deposito preliminare in attesa di smaltimento (attività D15 di cui all'Allegato B alla Parte IV del D.Lgs. 152/2006).

Il rifiuto stoccato presso il deposito preliminare potrà essere inviato a smaltimento/recupero finale al massimo entro un anno.

Per il deposito preliminare sono utilizzati appositi contenitori con idonea chiusura, certificati a norma di legge.

6.7. **Rumore**

Le rilevazioni fonometriche svolte in cinque giorni tra il 2004 e il 2005 nel Campo Barbara sono state condotte nell'ottica della protezione dei lavoratori e quindi effettuate all'interno del campo stesso.

Le indagini hanno permesso di individuare diversi punti con esposizione al rumore superiori a 90dBA di Leq.

6.8. **Odori**

Non è individuata la presenza di "odori di particolare intensità".

6.9. **Altre forme di inquinamento**

Non sono dichiarate dal Gestore altre forme di inquinamento oltre a quelle su riportate.

6.10. **Avviamento e transitori**

Considerando che le macchine funzionano sempre a carico costante durante l'arco dell'anno, l'andamento emissivo può considerarsi "stazionario", ad eccezione che nei periodi transitori in corrispondenza dei fermi per manutenzione. Questi ultimi risultano essere circa 2 all'anno per ogni macchina, per un totale di circa 8 all'anno (il programma di manutenzione prevede un arresto per macchina ogni 4.000, 8.000 e 16.000 ore di marcia).

Nel 2005 i turbocompressori hanno funzionato da 7400 ore a 8560 ore.



Commissione Istruttoria IPPC Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

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

Sulla Piattaforma Barbara T2 sono installati n° 4 turbocompressori a gas ciascuno di potenza termica di combustione pari a 13,5 MW, per un totale di 54 MW. La potenza complessiva installata superando i 50 MW previsti dalla norma, fanno rientrare la piattaforma "Barbara T2" in attività IPPC 1.1.

In funzione della data di entrata in esercizio dell'impianto, la piattaforma in questione è considerata quale nuovo impianto visto che ai sensi dell'Art. 2, lettera d) del D.Lgs 59/2005⁴, sebbene installata nell'anno 2000, l'esercizio è effettivamente iniziato nel 2001.

7.1. *Prevenzione dell'inquinamento mediante le migliori tecniche disponibili*

Considerato che non esistono linee guida nazionali o BRef comunitari per la tipologia di impianto in esame, in linea generale si fa riferimento al BRef sui grandi impianti di combustione alimentati a gas naturale, seppur a rigore non applicabile in quanto le potenze delle singole apparecchiature sono inferiori a 50 MWt e inoltre finalizzate alla compressione di gas e non alla produzione di energia.

Sulla base di quanto sopra premesso, di seguito è riportata in forma schematica, la verifica della conformità dell'impianto in oggetto con le MTD prese a riferimento.

Sistemi di gestione ambientale

MTD: Implementare ed aderire ad un sistema di gestione ambientale

Stato: Il sistema di gestione ambientale è conforme alla norma ISO 14001:2004

Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi

Materiale: gas naturale

MTD: Utilizzo di sistemi di rilevamento e allarme per perdite di gas;

Stato:
adottata

Fornitura e movimentazione di combustibili gassosi e additivi

Materiale: gas naturale

MTD: Utilizzo di sistemi di rilevamento e allarme per perdite di gas;

Stato:

Il gestore dichiara di adottare il programma di manutenzione AMOS (insieme di procedure di controllo periodiche atte a verificare lo stato di efficienza delle apparecchiature presenti sugli impianti di Eni E&P), al fine di programmare il controllo e monitoraggio delle emissioni fuggitive, ma non ne definisce i tempi e le modalità di esecuzione.

Le informazioni fornite dal gestore non sono ritenute sufficienti per una corretta comprensione del sistema di rilevamento delle emissioni fuggitive adottato per la piattaforma Barbara T2.

Efficienza termica – Combustibili gassosi

MTD: Utilizzo di un sistema di controllo computerizzato avanzato per raggiungere una elevata performance di combustione che aiuti la riduzione delle emissioni.

Prestazioni:

⁴ Definizione di "impianto esistente", Art. 2, lettera d) del D.Lgs. 59/2005: "Un impianto che, al 10 novembre 1999, aveva ottenuto tutte le autorizzazioni ambientali necessarie all'esercizio, o il provvedimento positivo di compatibilità ambientale, o per il quale a tale data erano state presentate richieste complete per tutte le autorizzazioni ambientali necessarie per il suo esercizio, a condizione che esso sia entrato in funzione entro il 10 novembre 2000".



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Efficienza elettrica per turbine a gas: 36 – 40% per i nuovi impianti, 32 – 35% per gli impianti esistenti.

Efficienza elettrica per motogeneratori a gas: 38-45 (%)

Stato:

Non producendo energia elettrica, viene fornita solo l'efficienza termica delle turbine, dichiarata pari al 32%. Per i due motogeneratori a gas non sono forniti i rendimenti elettrici.

Emissioni di polveri e SO₂

MTD: I livelli di emissioni di polveri derivanti dall'uso di gas naturale sono normalmente al di sotto di 5 mg/Nm³ mentre quelli di SO₂ al di sotto di 10 mg/Nm³ (15 %O₂) senza alcun ricorso a tecniche aggiuntive.

Prestazioni:

Emissioni di polveri: < 5 mg/ Nm³

Emissioni di SO₂: < 10 mg/Nm³

Stato:

Le emissioni di polveri da tutti i macchinari dichiarate dal gestore sono al di sotto di 1 mg/ Nm³. Emissioni di SO_x sono dichiarate solo dai motogeneratori (camini E5 e E6) e sono al di sotto di 3mg/Nm³.

Emissioni di NO_x da combustione gas naturale

MTD:

Tecniche per turbine:

- Iniezione diretta di vapore
- Iniezione diretta di acqua
- Camere di combustione "Dry low-NO_x"
- SCR

Ossidazione catalitica del CO

Prestazioni:

Livelli di emissione per nuove turbine: 20 – 50 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Livelli di emissione per turbine esistenti con DLN: 20 – 75 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Livelli di emissione per turbine esistenti: 50 – 90 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Stato:

Il confronto con le MTD ci fornisce per le turbine sostanzialmente un quadro in linea per turbine esistenti e leggermente superiori per turbine nuove. Infatti i dati di emissioni di NO_x a disposizione si attestano tra 13 e 52 mg/Nm³.

Si ricorda che le turbine sono dotate di camera di combustione "SoLoNO_x II".

Emissioni di CO da combustione gas naturale

MTD: Completa combustione, unitamente alla corretta progettazione e gestione della camera di combustione. Oltre alle condizioni di combustione, un corretto sistema DLN può contenere le emissioni di CO.

Prestazioni:

Livelli di emissione per nuove turbine: 5 -100 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Livelli di emissione per turbine esistenti con DLN: 5- 100 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Livelli di emissione per turbine esistenti: 30 – 100 mg/Nm³ (O₂ 15%)

Stato:

Le emissioni di CO dalle turbine variano tra 17 e 64 mg/Nm³ e rientrano nelle prestazioni proposte dal BRef LCP.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Corretta gestione dei rifiuti

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

Stato:

I rifiuti prodotti sulla piattaforma seguono, come previsto da sistema di gestione ambientale Eni, il programma "Procedura Rifiuti" i cui dettagli non sono noti.

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

Stato:

Le acque oleose (derivanti dalla manutenzione impianti) e l'olio di lubrificazione esausto sono stoccati nel serbatoio 540-TA-001 (S4) in attesa di essere caricate su bettolina e inviate alla Base Operativa UGIT di Ravenna, dove sono gestite come rifiuto ed inviate a impianto trattamento rifiuti.

I rifiuti di manutenzione eventualmente prodotti sono depositati temporaneamente sulla piattaforma Barbara C, in attesa di essere inviati a smaltimento.

7.2. Sistema di gestione ambientale

Il sistema di gestione ambientale è conforme alla norma ISO 14001:2004. Certificato n. EMS-909/S rilasciato dal RINA in data 16/12/2004.

7.3. Assenza di fenomeni di inquinamento significativi

Aria

Considerata la localizzazione in mare a circa 50 km da Ancona, il confronto con gli SQA non è significativo. Per quanto riguarda le emissioni in aria, i dati emissivi si collocano all'interno dell'intervallo previsto dalle MTD.

La documentazione integrativa presentata dal gestore non fornisce informazioni sufficienti sul sistema informatizzato AMOS per le emissioni fuggitive.

Acqua

Le possibili interferenze dell'impianto con l'ambiente idrico sono associate alle acque di raffreddamento e alle acque meteoriche per entrambe le quali non sono individuati inquinanti.

Le analisi delle acque di scarico fornite con le integrazioni alla documentazione da parte del gestore, fanno riferimento allo scarico sulla piattaforma Barbara C

Rumore

Le attività sono eseguite su piattaforme non presidiate. Il gestore dichiara che tutte le principali apparecchiature che producono emissioni acustiche sono installate all'interno di cabinati insonorizzati.

Non ci sono campagne di misura del rumore al di fuori del perimetro della piattaforma.

Gestione corretta dei rifiuti

I rifiuti prodotti dall'attività sono costituiti dalle acque oleose derivanti dai drenaggi delle apparecchiature (stoccate in apposito serbatoio ed inviate a terra tramite bettolina per lo smaltimento presso centri autorizzati) e da residui di manutenzione (depositati temporaneamente sulla piattaforma Barbara C, in attesa di essere inviati a smaltimento).

Utilizzo efficiente dell'energia



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

Non sono possibili confronti con i documenti di riferimento, in quanto l'impianto in esame ha come finalità la compressione di gas.

Prevenzione degli incidenti

Il controllo e la protezione della piattaforma sono affidati a sistemi a più livelli in grado di mettere in sicurezza tutti gli impianti ed i servizi in caso di malfunzionamento o disservizi.

Nell'eventualità del verificarsi di eventuali episodi accidentali di inquinamento il personale ENI, in caso di emergenza, attuerà quanto previsto dal Piano Generale di Emergenza UGIT (SGI-UGIT-D-PEM-1-001) e dalle Procedure e Istruzioni di lavoro Antinquinamento e gli Appaltatori coinvolti seguiranno quanto stabilito nel Ruolo di Emergenza.

Adeguate ripristino del sito alla cessazione dell'attività

Al termine dell'attività produttiva la Piattaforma Barbara T2 verrà smantellata eseguendo le operazioni di:

- decommissioning e bonifica degli impianti
- rimozione delle strutture
- smaltimento delle strutture.

La bonifica consiste nella alla rimozione di tutte la parti/sostanze che possono essere recuperate o possono provocare un impatto (per esempio: gasolio, prodotti della separazione, drenaggi di piattaforma, ecc.).

Le operazioni di rimozione prevedono, nell'ordine:

1. la rimozione del deck
2. la rimozione del jacket
3. bonifica e messa in sicurezza delle condotte sottomarine.

Per il decommissioning delle condotte il Gestore prevede di eseguire le seguenti operazioni:

- depressurizzazione
- rimozione degli idrocarburi residui e riempimento con acqua marina
- isolamento: una volta che la linea è libera da idrocarburi viene isolata tagliando il collegamento. I tratti di tubi di collegamento tra la piattaforma e la sezione di taglio saranno rimossi e portati a terra per essere dismessi. Il resto della linea viene lasciata a fondo mare.

Le parti di impianto riutilizzabili sono impiegate in altre installazioni, dopo le opportune verifiche e ri-certificazioni. Gli impianti di produzione non più riutilizzabili vengono trasportati a terra per il loro smaltimento.

Il quadro normativo di riferimento per le operazioni di dismissione off-shore è il seguente:

- *Regio Decreto n. 1443/1927*, che impone l'abbandono al termine della vita produttiva di un campo;
- *Legge 9/91 art2 §3*, che stabilisce che il titolare di Concessione è responsabile del ripristino ambientale al termine dello sfruttamento produttivo;
- *Decreto n. 886/1979 art. 63*, secondo cui, per le strutture offshore, devono essere rimosse tutte le strutture che emergono dal fondo marino.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

NO_x

	Prestazione attuale	Limite autorizzato	Limiti di legge	Prestazione MTD	Limite prescritto
	(mg/Nm ³)				
Turbine a gas	13 - 52	60	400	20 - 50 (nuovi) 20 - 75 (esistenti)	60 (15 % O ₂)
Motogeneratore a gas (*)	109 - 290	-	500	n.a.	330 (5 % O ₂)
Motore a gasolio (**)	n.d.	-	-	n.a.	Non sono previsti limiti alle emissioni (**)

(*) Ciascuno di 1350 kW alimentato a gas

(**) Gruppo elettrogeno di emergenza di 120 kW

CO

	Prestazione attuale	Limite autorizzato	Limiti di legge	Prestazione MTD	Limite prescritto
	(mg/Nm ³)				
Turbine a gas	17 - 64	70	100	5 - 100 (nuovi) 30 - 100 (esistenti)	70 (15 % O ₂)
Motogeneratore a gas (*)	44 - 116	-	650	n.a.	200 (5 % O ₂)
Motore a gasolio (**)	-	-	-	n.a.	Non sono previsti limiti alle emissioni (**)

(*) Ciascuno di 1350 kW alimentato a gas

(**) Gruppo elettrogeno di emergenza di 120 kW

Polveri

	Prestazione attuale	Limite autorizzato	Limiti di legge	Prestazione MTD	Limite prescritto
	(mg/Nm ³)				
Turbine a gas	< 1	-	-	< 5	5 (15 % O ₂)
Motogeneratore a gas (*)	< 1	-	130	n.a.	5 (5 % O ₂)
Motore a gasolio (**)	n.d.	-	-	n.a.	Non sono previsti limiti alle emissioni (**)

(*) Ciascuno di 1350 kW alimentato a gas

(**) Gruppo elettrogeno di emergenza di 120 kW

Relativamente alle sole emissioni dei turbocompressori, i limiti prescritti per il CO sono da intendersi come medie giornaliere. La verifica della conformità ai valori limite di NO_x, SO₂ e polveri sarà effettuata su base semestrale secondo le modalità previste nel PMC.

Altri inquinanti

Si prescrive una misura periodica delle emissioni diffuse, in particolare di COV e CH₄.

Altri punti di emissione convogliata

Sono presenti altri punti di emissione convogliata, denominati E8 (gru 1), E9 (gru 2), E10, ..., E28. Per i punti E10 (candele a bassa pressione) e E11 (candela alta pressione di emergenza) si



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

prescrive una valutazione, attraverso una procedura di calcolo da definire con il Gestore, sulle portate gassose emesse in atmosfera.

9.2. *Emissioni in acqua*

Data la tipologia di scarichi (acque di raffreddamento e acque meteoriche non inquinate) si prescrive di effettuare immediatamente prima dello scarico finale SF3, durante eventi di pioggia con precipitazioni superiori a 5 mm, una volta l'anno, un campionamento per verificare la presenza di oli.

Si prescrive, inoltre, una campagna di misura sulla efficienza di separazione del sistema di trattamento previsto sulle acque meteoriche (tubo separatore).

Sullo scarico SF1 delle acque di raffreddamento si prescrive l'esecuzione di misurazioni di incremento di temperatura come previsto dal D.Lgs 152/06; il gestore dovrà comunque rispettare quanto previsto già nel Piano di Monitoraggio di Icram previsto nel "Servizio di Monitoraggio marino".

Relativamente alle acque di strato inviate su Barbara C per la depurazione, si prescrive il controllo dei parametri attualmente monitorati dal gestore (Salinità, solidi so-spesi, temperatura, BOD5, COD, Arsenico (As), Cadmio, Cromo, Mercurio, Nichel, Piombo, Azoto inorganico, Oli minerali, Glicole dietilenico (DEG), Glicole, Glicole trietilenico (TEG), Idrocarburi aromatici, paraffine) con frequenza trimestrale.

La concentrazione di glicole dietilenico nelle acque dei strato scaricate in mare dalla piattaforma Barbara C non può superare le 3.500 ppm e quella degli oli minerali i 40 mg/l.

9.3. *Emissioni sonore*

Data la localizzazione dell'impianto e il fatto che esso non è presidiato, si prescrive l'esecuzione di una campagna di misura del rumore nell'area adiacente alla piattaforma (piattaforme limitrofe presidiate) da ripetersi dopo qualsiasi intervento di modifica del processo produttivo.

9.4. *Rifiuti*

Al fine di una corretta gestione sia interna che esterna, il gestore deve effettuare annualmente la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti, e comunque ogni volta che intervengano modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare modifiche della composizione dei rifiuti.

I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D.Lgs.152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. Il trasporto deve avvenire nel rispetto della normativa di settore. In particolare, i rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa ADR in materia di sostanze pericolose.

Deve essere assicurato che le infrastrutture di drenaggio delle aree di stoccaggio siano dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato.

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

I rifiuti prodotti dovranno essere comunicati all'autorità competente preposta per il controllo nel report annuale.

Inoltre il gestore dovrà comunicare nello stesso report annuale la quantità di rifiuti prodotti e le percentuali di recupero degli stessi, relativi all'anno precedente.



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

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

I dettagli relativi alla comunicazione e registrazione dei dati sono riportati nel P.M.C.

9.5. **Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali**

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

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

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

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

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

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

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

10. **AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE**

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

Autorizzazione alle Emissioni in Atmosfera rilasciata dal Ministero dell'Ambiente del 23/08/2000, protocollo n. 867/SIAR/2000.

L'autorizzazione allo scarico in mare delle acque di strato effettuato attraverso la piattaforma Barbara C rilasciata dal Ministero dell'Ambiente con atto prot. DEC/DPN/990 del 10/06/2008 è



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

integralmente incorporata nella presente Autorizzazione Integrata Ambientale. Ove non diversamente previsto dalla presente autorizzazione, restano pertanto validi a carico del Gestore tutti gli obblighi derivanti da tale autorizzazione.

11. DURATA, RINNOVO E RIESAME

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

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

Rilevato che il Gestore ha certificato il proprio impianto secondo la norma UNI EN ISO 14001 (Certificato n. EMS-909/S rilasciato dal RINA in data 16/12/2004) l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 6 anni. La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata in tabella in caso di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette. In ogni caso il gestore è obbligato a comunicare eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra tempestivamente all'Autorità Competente.

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

In virtù del comma 4 dell'art. 9 del D.Lgs 59/05 il Gestore prende atto che l'AC può effettuare il riesame anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale quando:

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

12. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

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

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

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA e ARPA/APPA, alla Provincia e ai Comuni interessati;



Commissione Istruttoria IPPC

Parere ENI - Piattaforma Barbara T2

- comunicazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

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

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

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

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

PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

**IMPIANTO
GESTORE
LOCALITÀ**

REFERENTI ISPRA

DATA DI EMISSIONE

NUMERO TOTALE DI PAGINE

PIATTAFORMA BARBARA T2

ENI SPA

OFFSHORE ANCONA

ING. DOMENICO ZUCCARO

ING. MARGHERITA SECCI

12/10/2009

35



INDICE

PREMESSA	4
APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME	4
CONSUMI/UTILIZZI DI COMBUSTIBILI	4
CONSUMI/UTILIZZI DI MATERIE PRIME	5
CONSUMI IDRICI	5
CONSUMI ELETTRICI	5
CARATTERISTICHE DEI COMBUSTIBILI PRINCIPALI	6
<i>Gasolio</i>	6
GESTIONE DEL SERBATOIO DI GASOLIO E DELLE TUBAZIONI DEI GAS	6
EMISSIONI IN ARIA.....	8
IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONE PRIMARI IN ARIA	8
EMISSIONI DAI CAMINI E1,E2,E3,E4	9
EMISSIONI DI TIPO NON CONVOGLIATO	13
PRESCRIZIONI SUI TRANSITORI.....	13
METODI DI ANALISI IN CONTINUO DI EMISSIONI AERIFORMI CONVOGLIATE	14
METODI DI ANALISI DI RIFERIMENTO (MANUALI E STRUMENTALI) DI EMISSIONI AERIFORMI..	15
CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI PRELEVATI DA FLUSSI GASSOSI CONVOGLIATI	16
EMISSIONI IN ACQUA	17
IDENTIFICAZIONE SCARICHI	17
PUNTO DI SCARICO SF1	17
PUNTI DI SCARICO SF2	18
PUNTO DI SCARICO SF3	18
METODI DI MISURA DELLE ACQUE DI SCARICO.....	19
MISURE DI LABORATORIO.....	22
MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI.....	22
RIFIUTI.....	23
CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE.....	23
ATTIVITÀ DI QA/QC.....	24
SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO (SME)	24
CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DI CAMPIONI GASSOSI	25
ANALISI DELLE ACQUE IN LABORATORIO.....	25
CAMPIONAMENTI DELLE ACQUE	26
STRUMENTAZIONE DI PROCESSO UTILIZZATA A FINI DI VERIFICA DI CONFORMITÀ	26

COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	28
FORMULE DI CALCOLO.....	29
VALIDAZIONE DEI DATI	30
INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO	30
EVENTUALI NON CONFORMITÀ	30
OBBLIGO DI COMUNICAZIONE ANNUALE.....	30
GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI.....	33
QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'ENTE DI CONTROLLO	34
ATTIVITÀ A CARICO DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO (PREVISIONE)	35

Dr

Premessa

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della autorizzazione integrata ambientale, pertanto il gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare. Potranno, su proposta motivata di ISPRA e/o del gestore, essere valutate dall'Autorità Competente eventuali proposte di revisione del presente Piano di Monitoraggio e Controllo, o di parte di esso, qualora l'esercizio effettivo dell'impianto lo rendesse necessario.

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e misura devono garantire il rispetto delle norme previste in materia di sicurezza e salute del lavoro (DLgs.81 del 9 aprile 2008 e s.m.i.).

Il gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva dichiarata in sede di domanda di AIA; tutti gli impegni assunti dal Gestore nella redazione della domanda, in termini di monitoraggio e controllo, sono vincolanti ai sensi di questo documento e tutte le procedure di monitoraggio e controllo proposte in domanda di AIA si intendono qui esplicitamente prescritte al Gestore che è tenuto a metterle in pratica. Ogni modifica dovrà preventivamente autorizzata dall'autorità competente.

Approvvigionamento e gestione materie prime

Consumi/utilizzi di combustibili

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Gas Naturale da piattaforma T (materia prima)	Compressione		Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gas Naturale da piattaforma C (materia prima)	Compressione		Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gas Naturale (combustibile)	Turbine e generatori		Quantità totale	Nm ³	Giornaliera	Registrazione su file
Gasolio	Generatore emergenza e sistema sollevamento	Livello serbatoi	Quantità totale	kg	Ad accensione	Registrazione su file

Consumi/utilizzi di materie prime

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Olio lubrificante (Agip GeumC)	Generatori elettrica e sistema sollevamento		Quantità totale	Kg	Mensile	Compilazione file
Olio lubrificante (Agip OTE)	Compressori e turbine		Quantità totale	Kg	Mensile	Compilazione file

La tipologia e le quantità delle materie ausiliarie riportate nella tabella precedente sono relative al solo anno 2005. Tali tipologie e quantità possono, pertanto, subire variazioni nel tempo, per esigenza produttive e commerciali. Il Gestore comunicherà all'Autorità Competente tutte le eventuali variazioni.

Consumi idrici

Tipologia di prelievo	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Raffreddamento	Stima giornaliera da curve di capacità delle pompe	Quantità totale	m ³	Mensile	Compilazione file

Nel report annuale da presentare all'Autorità Competente dovrà essere incluso il report relativo al piano di monitoraggio ambientale concordato con ICRAM e ARPAV.

Consumi elettrici

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia prodotta	Stima attraverso misura del fuel gas		Mensile	Compilazione file
Energia consumata (totale gas compresso/totale)	Contatori fiscali		Mensile	Compilazione file

gas consumato)				
----------------	--	--	--	--

Caratteristiche dei combustibili principali

Gasolio

Per il **gasolio** deve essere prodotta una scheda tecnica (fornita dal fornitore o prodotta dal gestore tramite campionamento e analisi di laboratorio) avente le determinazioni come meglio indicato nella tabella seguente, per le quali si riportano con asterisco i metodi di misura cui è necessario far riferimento in base al D.Lgs.152/2006 , Parte V, Allegato X, e senza asterisco i metodi di misura indicativi. Su richiesta e previa autorizzazione dell'Autorità Competente, acquisito il parere di ISPRA, il gestore può adottare metodi di analisi ritenuti equivalenti.

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*
Acqua e sedimenti	%v	Annuale	ISO 3735* e ISO 3733*
Viscosità a 40°C	°E	Annuale	UNI EN ISO 3104*
Potere calorifico inf.	kcal/kg	Annuale	ASTM D 240
Densità a 15°C	kg/mc	Annuale	UNI EN ISO 3675/12185
PCB/PCT	mg/kg	Annuale	EN 12766*
Nickel + Vanadio	mg/kg	Annuale	UNI EN ISO 13131*

Gestione del serbatoio di gasolio e delle tubazioni dei gas

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Verifica dello stato dei serbatoi di gasolio e delle tubazioni di gas.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Mensile

Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Mensile
Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Mensile
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta delle linee di adduzione e distribuzione combustibili (gas/liquido).	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Mensile

Handwritten mark

Emissioni in aria

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. In particolare è da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivante dalla direttiva grandi impianti di combustione e dal D.lgs. 152/2006.

Identificazione dei punti di emissione primari in aria

Nella tabella seguente sono riassunte le informazioni riguardanti i punti di emissione convogliata in aria.

Le coordinate appartengono al sistema metrico WGS 1984 UTM Zone 33N

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MWt	X	Y	Altezza m	Diametro m
E1	Turbocompressore 360MT004	13,6	402.472,03	4.881.239,72	35,5	1,07
E2	Turbocompressore 360MT005	13,6	402.468,57	4.881.236,13	35,5	1,07
E3	Turbocompressore 360MT006	13,6	402.463,74	4.881.231,19	35,5	1,07
E4	Turbocompressore 360MT007	13,6	402.460,20	4.881.227,63	35,5	1,07
E5	Motogeneratore 470MG004	1,35	402.468,69	4.881.241,59	7	0,25
E6	Motogeneratore 470MG005	1,35	402.461,55	4.881.229,24	7	0,25

Sui punti riportati in tabella suddetta devono essere realizzate due prese del diametro di 5 pollici, con possibilità di innesto per sonda isocinetica riscaldata e, per ogni presa, deve essere prevista una controflangia adatta ad effettuare le misurazioni discontinue. Tali prese devono stare ad un'altezza compresa tra 1,3 ÷ 1,5 m dal piano di calpestio. Deve, altresì, essere realizzata una piattaforma di lavoro provvista di una copertura continua antiscivolo di tipo rimovibile.

Sui camini indicati, l'accesso alle prese di misura deve essere consentito tramite una piattaforma dotata di piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m² e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché un dispositivo di comunicazione bidirezionale con la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa. Inoltre il punto di prelievo sul camino deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 200 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati con la frequenza stabilita nella successiva tabella.

Emissioni dai camini E1,E2,E3,E4

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Tempo di funzionamento a regime	Durata di funzionamento	Misura del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento.
Pratica operativa	Durata della fase di accensione e spegnimento	Misura ad evento del tempo impiegato a raggiungere la condizione di funzionamento normale.	Registrazione su file dei tempi di transitorio.
Temperatura dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Portata dei fumi		Misura indiretta e verifica manuale semestrale	Registrazione su file dei risultati
Ossigeno		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Vapore d'acqua		Misura indiretta	Registrazione su file dei risultati
NO _x	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale. Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Registrazione su file dei risultati

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua.	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME). Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.
SO ₂	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale. Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Registrazione su file dei risultati.
Polveri	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura semestrale. Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Registrazione su file dei risultati
Sostanze Organiche volatili espresse come carbonio totale	Parametro conoscitivo	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati

AS

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Aldeide formica	Parametro conoscitivo	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati
CH ₄	Parametro conoscitivo	Misura semestrale con campionamento manuale ed analisi di laboratorio	Registrazione su file dei risultati

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181** sull'assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

Il gestore deve avere sempre disponibili bombole di gas certificate con garanzia di validità presso l'impianto, a concentrazioni paragonabili ai valori limite da verificare, e riferibili a campioni primari.

In considerazione della particolare situazione logistica (impianto off shore non presidiato a 60 km dalla costa) e del fatto che viene prescritta la misura in continuo del solo CO, nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo manchino misure di tale inquinante, il gestore dovrà procedere come segue:

1. mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione;
2. registrare le condizioni operative medie giornaliere dell'impianto per tutta la durata del malfunzionamento dello SME: numero gruppi in funzione, portata gas compresso, portata combustibile utilizzato. Registrare il numero di avviamenti/spengimenti di ciascun gruppo in cui si verifica l'avaria dello SME;
3. entro il minor tempo possibile e comunque entro 64 ore dal guasto, dovranno essere eseguite 2 misure discontinue, della durata di almeno 120 minuti ciascuna, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli ossidi di azoto ed il monossido di carbonio.
4. Le misurazioni di cui al punto 3 sono ripetute con frequenza settimanale per massimo due settimane consecutive; successivamente, sono ripetute ogni 4 giorni.

Eventuali impossibilità di raggiungere il sito in conseguenza di eventi meteorologici devono essere tempestivamente segnalate all'autorità di controllo.

Tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'autorità competente e dell'ISPRA.

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 15% di ossigeno.

Quando non espressamente indicato deve essere sempre concordato con ISPRA.

Punti di emissione secondari

Punto di emissione	Descrizione	Capacità termica massima MWt	X	Y	Altezza m	Diametro m
E7	Gruppo elettrogeno a gasolio 480MD001	120 kW	402.453,53	4.881.227,94	7	0,07
E8	Motore diesel gru 630YA001	138 kW	402.455,47	4.881.224,16	31,5	0,15
E9	Motore diesel gru 630YA002	138 kW	402484,90	4.881.233,49	31,5	0,15
E10	Fase 9	-	402.477,91	4.881.213,40	64,5	0,095
E11	Emissioni di emergenza	-	402.477,91	4.881.213,40	64,5	0,095
E12	Emissioni di emergenza		402.465,96	4.881.237,20	9,4	0,07
E13	Emissioni di emergenza		402.465,96	4.881.237,20	9,4	0,07
E14	Emissioni di emergenza		402.454,66	4.881.226,71	12,5	0,07
E15	Emissioni di emergenza		402.455,47	4.881.224,16	29,7	0,06
E16	Emissioni di emergenza		402.484,90	4.881.233,49	29,7	0,06
E17	Emissioni di emergenza		402.474,66	4.881.237,16	24,5	0,06
E18	Emissioni di emergenza		402.471,39	4.881.233,30	24,5	0,06
E19	Emissioni di emergenza		402.466,33	4.881.2283,58	24,5	0,06
E20	Emissioni di emergenza		402.464,01	4.881.223,84	24,5	0,06
E21	Emissioni di emergenza		402.475,79	4.881.235,95	x	x
E22	Emissioni di emergenza		402.472,58	4.881.232,13	x	x
E23	Emissioni di emergenza		402.467,47	4.881.227,40	x	x
E24	Emissioni di emergenza		402.465,18	4.881.222,73	x	x
E25	Emissioni di emergenza		402.467,45	4.881.233,85	19,81	0,06

E26	Emissioni di emergenza		402.455,82	4.881.225,63	64,5	0,06
E27	Emissioni di emergenza		402.455,47	4.881.224,16	32,64	0,06
E28	Emissioni di emergenza		402.484,90	4.881.233,49	32,64	0,06

Emissioni di tipo non convogliato

Parametro	Origine emissione	Prescrizione/ modalità di controllo	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, apparecchiature di processo	Manutenzione/ metodo di misura USEPA (method 21)	Triennale	Registro

Prescrizioni sui transitori

Il gestore deve predisporre un piano di monitoraggio dei transitori, periodi con funzionamento al di sotto del minimo tecnico, nel quale indicare per gli inquinanti in aria autorizzati, i volumi dei fumi misurati, le rispettive emissioni in massa 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 relazioni trasmesse regolarmente all'Autorità di Controllo secondo le indicazioni riportate nella sezione *Reporting* del presente Piano di Monitoraggio e Controllo.

Inoltre al fine di monitorare i numeri complessivi annui ed i tempi di avviamento, è necessario compilare la seguente tabella per ciascuna unità produttiva.

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

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Tempo di avviamento a tiepido	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del gestore considerando l'avviamento a tiepido	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni	Registrazione su file dei risultati
Tempo di avviamento a caldo	Durata del tempo di avviamento (da inizio fino a parallelo e da parallelo fino a minimo tecnico) inferiore a numero di ore da comunicare da parte del gestore considerando l'avviamento a caldo.	Misura dei tempi di avviamento con stima o misura delle emissioni	Registrazione su file dei risultati

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

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 15 % di ossigeno.

Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Pressione	Definito in termini di prestazioni - vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Temperatura	Definito in termini di prestazioni vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
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.
NO _x	UNI 10878, ISO 10849
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

SO ₂	UNI 10393, ISO 7935
Polveri	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi normalizzati manuali quali: UNI EN 13284-2. Questo metodo può essere impiegato per normalizzare i metodi strumentali continui. Tra i metodi continui si segnalano i metodi a trasmissione ottica (opacimetri), i metodi a diffusione di luce ed i metodi con prelievo isocinetico, filtrazione e misurazione dell'attenuazione dei raggi β.

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

I metodi specificati in questo paragrafo rappresentano: i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati; i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive in caso di fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo; i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

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 quattro mesi.

Norma UNI EN 13284-1:2003 - Misura di particolato a basse concentrazioni (<50 mg/Nm³).

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO₂ e NO₂, Allegato 1, DM 25 agosto 2000¹.

Norma UNI EN 14791:2006 per SO₂

Norma UNI EN 14792:2006 per NO_x.

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di IPA, Allegato 3, DM 25 agosto 2000.

Norma ISO 11338-1,2 per IPA campionamento isocinetico e determinazione con HPLC o GC-MS.

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 13284-1:2003 per le PTS.

Norma UNI EN 13649:2002 per l'analisi dei VOC per singolo componente dopo fissazione su carbone attivo.

Norma UNI EN 13211:2003 per l'analisi del mercurio totale.

Norma UNI EN 14385:2004 per l'analisi dei metalli in traccia di As, Cd, Cr, Mn, Ni, Pb, Sb, e V.

Norma US EPA method 29 per la determinazione di Be, Se e Zn.

¹ "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203" (supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223).

Norma Carb (EPA California) Method 425 "Determination of Total Chromium and Hexavalent Emissions from Stationary Sources" per la determinazione del cromo esavalente.

Per il Ni respirabile ed insolubile, non esistendo nessuna norma a carattere internazionale, è utilizzabile la metodica sviluppata da ENEL (ENEL PIN/SPL UML Piacenza). Tale norma è stata sviluppata dalla ISO 7708-1995 che definisce la frazione di massa del particolato inalato che penetra nelle vie aeree non ciliate. Il metodo prevede un campionamento con sonda costituita da un ciclone che separa la frazione con diametro aerodinamico equivalente superiore a 4,25 mm, seguito da un filtro di porosità 0,3 mm in fibra di quarzo che trattiene la frazione d'interesse (tra 4,25 mm e 0,3 mm). La determinazione del Nichel è eseguita previa eluizione con soluzione di ammonio acetato/ acido nitrico a pH 4,4 in bagno ad ultrasuoni per 60 minuti. Sul residuo di eluizione si effettua una digestione totale con miscela acido nitrico/ acido fluoridrico. La determinazione è eseguita al ICP-MS.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita con metodi non di riferimento o non espressamente indicati in questo documento purché rispondente alla **Norma CEN/TS 14793:2005** – Procedimento di validazione intralaboratorio per un metodo alternativo confrontato con un metodo di riferimento.

Per quanto riguarda le emissioni fuggitive, potrà essere applicato il seguente metodo:

Norma US EPA method 21 "Determination of volatile organic compound leaks", per la determinazione dei COV.

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

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

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

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

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

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

Emissioni in acqua

Il Gestore effettuerà il monitoraggio e controllo delle emissioni in acqua, in accordo ai limiti e prescrizioni previste nell'AIA, ed ai criteri previsti nel presente PMC. Le informazioni richieste dal PMC saranno trasmesse dal Gestore secondo il format riportato nelle tabelle sotto riportate.

Identificazione scarichi

Le coordinate appartengono al sistema metrico WGS 1984 UTM Zone 33N

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	X	Y
SF1	Acqua di raffreddamento	Mare	402.479,60	4.881.226,85
SF2	Acque di strato	Piattaforma Barbara C	402.473,347	4.881.058,634
SF3	Acque meteoriche	Mare	402.468,67	4.881.236,53

Punto di scarico SF1

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Stima giornaliera da curve di capacità delle pompe	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in mare	Verifica trimestrale	Registrazione su file
Oli e Grassi	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in fognatura	Verifica annuale	Registrazione su file

Punti di scarico SF2

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Misura dei volumi (m ³) corrispondenti al numero di aperture della valvola di scarico	Registrazione su file
pH	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in fognatura	Trimestrale	Registrazione su file
Salinità, solidi sospesi, temperatura, BOD ₅ , COD, Arsenico, Cadmio, Cromo, Mercurio, Nichel, Piombo, Azoto inorganico, Oli minerali, Glicole dietilenico (DEG), Glicole, Glicole trietilenico (TEG), Idrocarburi aromatici, paraffine.	DM 28/07/1994 e Parere Istruttorio	Trimestrale	Registrazione su file

Punto di scarico SF3

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Annuale in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico mare	Annuale in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm	Registrazione su file
pH	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in fognatura	Annuale in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm	Registrazione su file

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Oli e Grassi	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in fognatura	Annuale in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm	Registrazione su file

La portata annua delle acque meteoriche di dilavamento scaricata in mare dovrà essere stimata in relazione alla piovosità, all'area di raccolta ed alla quantità separata di acqua potenzialmente inquinata.

Metodi di misura delle acque di scarico

Nella seguente tabella 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.

Metodi di misura degli inquinanti nello scarico

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
BOD ₅	US EPA Method 405.1, Standard Method (S.M.) 5210 B, Metodo ISPRA - 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 ISPRA-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 ISPRA-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.
Oli e Grassi	US EPA Method 1664A; Metodo ISPRA-IRSA 5160 A	Estrazione con solvente (esano) e metodo gravimetrico di analisi.
Solidi sospesi	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo ISPRA-IRSA	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed



ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

ISPRA
Istituto Superiore per la Protezione e la
Ricerca Ambientale

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
totali	2090 B	essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo ISPRA-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Ferro	EPA Method 236.2 ;Metodo ISPRA-IRSA 3160 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo ISPRA-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Rame	US EPA Method 220.2; Metodo ISPRA-IRSA 3250 B	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Cloruri	ISPRA-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei cloruri.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO ₃ /H ₂ SO ₄ , riduzione ad As ⁽⁺³⁾ con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Manganese	EPA Method 243.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Antimonio	EPA Method 204.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Selenio	EPA Method 270.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite
Zinco	EPA Method 289.1;Metodo ISPRA-IRSA 3320	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico con atomizzazione su fiamma aria-acetilene.
Ammoniaca	US EPA Method 350.2 , S.M. 4500 - NH ₃ , Metodo ISPRA-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

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
		funzione della concentrazione di ammoniacca.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo ISPRA-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 ISPRA-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo ISPRA-IRSA 2100	
Nitrati	ISPRA-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Nitriti	ISPRA-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.
Coliformi totali	ISPRA-IRSA 7010 parte B	Questo metodo permette di contare il numero delle colonie cresciute su una membrana posta su terreno colturale agarizzato.
Saggio di tossicità acuta	Metodo ISPRA-IRSA-CNR 8030	Inibizione bioluminescenza del Vibrio fischeri valutazione EC ₅₀

I sistemi di misurazione in continuo alle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, e taratura secondo le specifiche del costruttore, comunque, la frequenza di calibrazione non deve essere inferiore a quadrimestrale.

Misure di laboratorio

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

Dovrà altresì essere compilato un registro informatizzato di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi richieste, il codice del campione, i dati di campo (pH, flusso, temperatura ecc) e il nominativo 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 indicherà il proprio nominativo sul registro di laboratorio.

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

Monitoraggio dei livelli sonori

Si prescrive l'esecuzione di una campagna di misura del rumore nell'area adiacente alla piattaforma (piattaforme limitrofe presidiate) da ripetersi dopo qualsiasi intervento di modifica del processo produttivo.

Per la salvaguardia dei livelli sonori si rimanda al monitoraggio bioacustico sottomarino previsto da ICRAM. Eventuali altre necessità potranno essere valutate e concordate con l'Autorità di Controllo durante l'esercizio del Terminale.

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 selezionati al confine della proprietà per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'autorità di controllo i punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica.

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

Rifiuti

Il Gestore dovrà effettuare le opportune analisi sui rifiuti prodotti al fine di una corretta caratterizzazione chimico-fisica e corretta classificazione in riferimento al catalogo CER e gestire correttamente tutti i flussi di rifiuti generati a livello tecnico e amministrativo attraverso il registro di carico/scarico, il formulario di identificazione rifiuti (FIR) e rientro della quarta copia firmata dal destinatario per accettazione.

Le informazioni richieste dal PMC saranno trasmesse dal Gestore secondo il format riportato nella tabella qui di seguito riportata.

Monitoraggio produzione dei rifiuti

Codice CER	Data del controllo	Destinazione rifiuto (BarbaraC/terra)	Quantità inviata (t/m³)	Modalità di registrazione	Modalità controllo dell'Autorità Competente
	Mensile			Database elettronico	Controllo report annuale

Tutte le prescrizioni di comunicazione e registrazione che derivano da leggi settoriali devono essere adempiute. I campionamenti e le analisi devono effettuarsi tramite laboratori certificati.

Si fa altresì presente l'obbligo di tenere presso l'impianto l'apposito registro di carico e scarico su cui devono annotare le informazioni sulle caratteristiche quantitative e qualitative dei rifiuti ai sensi dell'art.190 del DLgs.152/06. Gli stessi dovranno essere tenuti a disposizione delle amministrazioni interessate per eventuali controlli.

Controllo di impianti e apparecchiature

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

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 (SME)

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

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

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

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 seguente.

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%

Caratteristica	Pressione	Temperatura
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 di campioni gassosi

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

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

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

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

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

Analisi delle acque in laboratorio

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

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

METALLI	
Misura di controllo	Frequenza

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

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

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

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

Campionamenti delle acque

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

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

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

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.



Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo

Premessa

Lo scopo del presente paragrafo è quello di stabilire degli indicatori comuni per consentire all'Autorità di Controllo confronti tra tipologie di impianti omogenei, fermo restando la normativa vigente in merito ai criteri di validazione dei dati come previsto dall'allegato VI alla parte quinta del DLgs.152/06 (Criteri per la Valutazione della conformità dei valori misurati ai valori limite di emissione) con i quali l'Ente di Controllo procederà alle verifiche di conformità.

Definizioni

Limite di quantificazione è la concentrazione che dà un segnale pari al segnale medio di n ($n \geq 7$) misure replicate dei bianchi, tale da essere rilevati (bianco fortificato con concentrazione tra 3 e 5 volte il limite di rilevabilità stimato) più dieci volte la deviazione standard di tali misure.

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

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

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

Media mensile è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 27 valori medi giornalieri o puntuali (nel caso di misure discontinue).

Nel caso di misure settimanali agli scarichi è la media aritmetica di almeno quattro campionamenti effettuati nelle quattro settimane distinte del mese.

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

Flusso medio giornaliero, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 18 valori medi orari nel caso di misure continue o come valore medio di tre misure istantanee fatte in un giorno ad intervalli di otto ore .

La stima di flusso degli scarichi intermittenti consiste nella media di un minimo di tre misure fatte nel giorno di scarico.

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

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

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

Rendimento elettrico medio effettivo. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione nello stesso mese di riferimento. L'energia generata è data dal prodotto della quantità di combustibile combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, 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, anch' essi misurati, di flusso ai camini.

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

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

T_{anno} = Tonnellate anno;

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

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

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

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

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

K_{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'AC.

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 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 dell'impianto, cioè il nome dell'impianto per cui si trasmette il rapporto.

- Nome del gestore e della società che controlla l'impianto.
- N° di ore di effettivo funzionamento dei gruppi.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW_h , su base temporale settimanale e mensile, per ogni gruppo.
- Portata di gas compresso su base temporale settimanale e mensile, 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 di SO_2 , NO_x , CO, polveri e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media mensile di CO e concentrazione media oraria di polveri, NO_x e SO_2 rilevata nelle misurazioni semestrali.
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di SO_2 , NO_x , CO, polveri (in kg/MWh)
- Emissione specifica annuale per $10^6 Sm^3$ di gas compresso di SO_2 , NO_x , CO, polveri (in kg/m³)
- Emissione specifica annuale per 1000 Sm^3 di gas bruciato di SO_2 , NO_x , 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.

Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/t di combustibile utilizzato, in kg/MWh generato e in kg/10⁶ m³ di gas compresso
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.

Emissioni per l'intero impianto: RUMORE

- Risultanze delle campagne di misure nell'area adiacente alla piattaforma (piattaforme limitrofe presidiate) suddivise in misure diurne e misure notturne.

Consumi specifici per 10⁶ Sm³ di gas compresso su base annuale

- Acqua (m³/10⁶ Sm³), gasolio (kg/10⁶ Sm³), gas metano (Sm³ bruciati /10⁶ Sm³), energia elettrica (kWh/10⁶ Sm³)

Unità di raffreddamento

- Stima del calore (in GJ ed utilizzare la notazione scientifica 10^x) introdotto in acqua, su base mensile (deve essere riportata anche la metodologia di stima comprensiva dello sviluppo di eventuali calcoli).

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.

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.

Si ricorda che l'autorizzazione richiede al Gestore alcune comunicazioni occasionali che accompagnano la trasmissione della prima Comunicazione sull'esito del PMC. Ad esempio si ricorda che il Gestore deve predisporre un piano a breve, medio e lungo termine per individuare le misure adeguate affinché sia evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività, sia per i gruppi 3 e 4 sia per l'intero impianto, 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	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Mensile	Annuale			
Energia	Mensile	Annuale			
Combustibili	Giornaliero	Annuale			
Aria					
Emissioni	Continuo Trimestrale Semestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Acqua					
Emissioni	Giornaliero Trimestrale Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rumore					
Sorgenti e ricettori	Prima campagna Dopo interventi di modifica	Annuale Dopo interventi di modifica	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Rifiuti					
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Indicatori di performance					
Verifica indicatori	Trimestrale 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	6
Valutazione report	Annuale	Tutte	6
Emissioni in atmosfera	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Rifiuti	Biennale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	3
Rumore	Biennale	Valutazione degli autocontrolli e presenza campagna di misura	3

