

La presente copia fotostatica composta di n° 45 fogli è conforme al suo originale.

Roma, li 12-06-2014



MINISTERO DELL'AMBIENTE  
DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E DEL MARE  
Commissione Tecnica di Verifica  
dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS  
Segreteria dello Coordinatore

*Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare*

Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS

\*\*\*

Parere n. 1511 del 6 giugno 2014

<b>Progetto:</b>	<b>Istruttoria VIA-AIA</b> <b>Concessione di coltivazione idrocarburi "B.B 8.LF" - Perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti - Giacimento offshore "Rospo Mare B"</b>
<b>Proponente:</b>	<b>EDISON SpA</b>

FR

R

L

A

Per

A

W

S

U

4

5

H

to

o

er

e

a

de

g

g

g

**La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale – VIA e VAS**

**VISTA** la nota della DVA, acquisita dalla CTVIA con n 99 del 10/1/2013, con la quale è stata trasmessa alla Commissione VIA VAS ai fini dello svolgimento dell'istruttoria tecnica integrata VIA - AIA denominata "Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi ROSPO MARE B, nell'ambito della concessione di coltivazione B.B.8.LF al largo delle coste abruzzesi "perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B"-trasmissione documentazione AIA", l'istanza di AIA del 15/11/2012, e ove è stata evidenziata la necessità di integrare i due procedimenti VIA ed AIA ai sensi del comma 1 dell'art.5 del D.lgs. 18 Febbraio 2005 n.59;

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., recante "Norme in materia ambientale" così come modificato ed integrato dal Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4 e dal Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128;

**CONSIDERATO** il comma 5 dell'art. 4 del D.Lgs 29 giugno 2010, n. 128, che dispone che "Le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento";

**VISTO** il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 concernente "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 D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n.248" ed in particolare l'art.9 che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale - VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto Legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in legge il 14 luglio 2008, L. 123/2008 "Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90 recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania e ulteriori disposizioni di protezione civile" ed in particolare l'art. 7 che modifica l'art. 9 del DPR del 14 maggio 2007, n. 90;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. N. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell'organizzazione e del funzionamento della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale – VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto Legge del 06 Luglio 2011, n. 98, convertito nella legge n.111 del 15 luglio 2011, art. 5 comma 2 bis;

**VISTO** il Decreto GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS ed i successivi decreti integrativi;

**CONSIDERATO** che la Società EDISON SpA ha presentato domanda di pronuncia di compatibilità ambientale in data 30/01/2009 per il "Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi ROSPO MARE B, nell'ambito della concessione di coltivazione B.B.8.LF al largo delle coste abruzzesi 'perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore'";

**CONSIDERATO** che la pubblicazione dell'avviso al pubblico sui quotidiani, ai sensi dell'art. 6 della Legge 349/86 e dell'art.5 del DPCM 377/88, risulta effettuata in data 30/1/2009 sul "Corriere della Sera", su "Il Tempo" e su "Il Centro";

**CONSIDERATO** che la Commissione VIA con il parere n. 303 del 3/7/2009, si è espressa favorevolmente, con prescrizioni, al progetto presentato da EDISON "perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B, relativo alla "concessione di coltivazione idrocarburi " B.B8.LF;

**CONSIDERATO** che sul medesimo progetto "perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B, relativo alla "concessione di coltivazione idrocarburi " B.B8.LF; la Commissione VIA con il parere n. 502 del 5/8/2010, si è espressa favorevolmente, con prescrizioni, alla revisione della prescrizione n.3 del proprio parere n. 303 del 3/7/2009, secondo la seguente formulazione " *attuare fin dall'inizio dei lavori un adeguato monitoraggio avente lo scopo di valutare le eventuali modifiche ambientali indotte dalla realizzazione del progetto Rospo mare. In particolare si dovrà effettuare un monitoraggio dei parametri fisico chimici e biologici in evoluzione nell'area interessata dal progetto*";

**CONSIDERATO** che con l'emanazione del D.Lgs 128/2010 (G.U. n. 186 dell'11 agosto 2010 - Suppl. Ordinario n. 184) "Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", è stato, tra l'altro, modificato il comma 17 dell'articolo 6, ed imposto il divieto di attività di ricerca e di prospezione di idrocarburi all'interno delle aree marine protette ed entro le 12 miglia marine dal confine delle stesse. Al di fuori di tale perimetrazione tali attività continuano ed essere concesse a seguito di specifiche procedure di autorizzazione ambientali.

**CONSIDERATO** che con nota del 3/11/2010, acquisita da CTVA con prot. n 3899 del 4/11/2010, e facendo seguito alla nota prot DVA n 24757 del 18/10/2010 con la quale, ai sensi delle disposizioni dell'art. 10-bis della legge n. 241/90, la DVA aveva comunicato alla società EDISON SpA il preavviso di rigetto dell'istanza di VIA, è stato inviato alla Società il parere della Commissione VIA n. 303 del 3/7/2009 ed il successivo parere n. 502 del 5/8/2010, invitando ad esprimere eventuali osservazioni entro il termine previsto di gg 10;

**CONSIDERATO** che con nota DVA-2010-28672 del 25/11/2010 il proponente ha dato riscontro alla DVA formulando osservazioni e chiedendo al MATTM di non emanare il preannunciato provvedimento negativo e di accogliere, invece, l'istanza formulata dalla Società.

**VISTO** l'art. 35 "Disposizioni in materia di ricerca ed estrazione di idrocarburi" della legge 7/8/2012 n. 134, di conversione, con modificazioni, del decreto legge 22/6/2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese, ed, in particolare, le modifiche apportate all'articolo 6, comma 17, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152: «17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010 n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi. Le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo, fatte salve le attività di cui all'articolo 1, comma 82-sexies, della legge 23 agosto 2004, n. 239, autorizzate, nel rispetto dei vincoli ambientali da esso stabiliti, dagli uffici territoriali di vigilanza dell'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse, che trasmettono copia delle relative autorizzazioni al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma è abrogato il comma

81 dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239. A decorrere dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, i titolari delle concessioni di coltivazione in mare sono tenuti a corrispondere annualmente l'aliquota di prodotto di cui all'articolo 19, comma 1 del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, elevata dal 7% al 10% per il gas e dal 4% al 7% per l'olio. Il titolare unico o contitolare di ciascuna concessione è tenuto a versare le somme corrispondenti al valore dell'incremento dell'aliquota ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, per essere interamente riassegnate, in parti uguali, ad appositi capitoli istituiti nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e del Ministero dello sviluppo economico, per assicurare il pieno svolgimento rispettivamente delle azioni di monitoraggio e contrasto dell'inquinamento marino e delle attività di vigilanza e controllo della sicurezza anche ambientale degli impianti di ricerca e coltivazione in mare.».

**CONSIDERATO** che l'area di progetto che in base alla pregressa normativa (D.Lgs. 128/2010) rientrava tra le aree di divieto per attività di ricerca, sviluppo e coltivazione in quanto l'area di progetto più vicina si trova a circa 20 km dalla costa, mentre in base alla vigente disciplina, all'art.35, comma 1, del D.L. n. 83/2012 ( convertito in legge n. 134/2012) entrato in vigore il 26 Giugno 2012, viene esclusa dal divieto in quanto, in base alla nuova normativa, il regime transitorio del divieto per le attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi in mare istituito dall'art. 2, comma 3, lett. H del D.Lgs. 125/2010, non si applica ai procedimenti concessori di cui all'art. 9, legge n. 9/1991 che, come quello in oggetto, erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. n. 128/2010 ( 26/8/2010).

**CONSIDERATO** che la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla Società Edison è successiva all'entrata in vigore della normativa richiamata, essendo datata 30/01/2009.

**CONSIDERATO** che sino alla data di entrata in vigore della normativa che esclude dal divieto il progetto, non era ancora stato adottato un decreto negativo di compatibilità ambientale;

**CONSIDERATO** che il Decreto Legge 09 febbraio 2012, n. 5 "*Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo*" (art. 24) (c.d. "*Decreto Semplificazioni*"), convertito dalla Legge 4 aprile 2012, n. 35, ha modificato l'Allegato VIII della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 riportante l'elenco delle categorie industriali oggetto di autorizzazione integrata ambientale ove la categoria delle attività energetiche è stata integrata con il titolo "*1.4-bis terminali di rigassificazione e altri impianti localizzati in mare su piattaforme off-shore*;

**CONSIDERATO** che a seguito dell'emanazione del "*Decreto Semplificazioni*", il MATTM ha pubblicato una nota esplicativa (indirizzata ad Edison ed Eni) per la corretta applicazione del punto 1.4bis introdotto dal D.Lgs 5/2012, con protocollo n. "DVA-2012-0008453". Tale nota esplicativa indica come assoggettabili alla istanza di AIA solo le piattaforme con emissioni significative, tralasciando le altre e indicando come termine per la presentazione della domanda 6 mesi antecedenti la prima autorizzazione vigente in scadenza;

**CONSIDERATO** che la Edison S.p.A. B.U. Idrocarburi, nel medesimo anno, e secondo la calendarizzazione prevista dall'art. 281 art.1 del D.Lgs 152/06, aveva presentato istanza di rinnovo delle emissioni in atmosfera per le installazioni del Campo Rospo Mare B e a seguito dell'invio della documentazione al MATTM, quest'ultimo ha ritenuto necessario di dover procedere con l'istanza di AIA;

**CONSIDERATO** che la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla Società Edison è relativa al progetto "*perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B, relativo alla "concessione di coltivazione idrocarburi " B.B8.LF"*" e l'istanza di AIA è relativa all'intero campo Rospo Mare ( A-B-C);

**CONSIDERATO** che in seguito alla richiesta di procedere con la istanza di AIA, è stato predisposto un incontro tra Edison ed il MATTM, in base al quale il Proponente ha presentato la istanza di AIA per la sola Piattaforma Rospo Mare B;

**CONSIDERATO** che a seguito dell'entrata in vigore delle descritte modifiche al D.Lgs. 152/2006, la Società EDISON S.p.A., con nota del 15/11/2012 acquisita con prot. CTVA n.99 del 10/1/2013, prot. DVA

n°28232 del 22/11/2012, in riferimento alla Piattaforma ROSPO MARE B, ha presentato istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) relativamente all'esercizio dell'attività;

VISTA la nota della DVA, Divisione IV- Rischio Rilevante e Autorizzazione Integrata Ambientale, acquisita al protocollo della CTVA con n. 99 del 10/1/2013, è stato comunicato l'esito favorevole della verifica di procedibilità dell'istanza di AIA presentata in data 15/11/2012 alla summenzionata Divisione IV;

CONSIDERATO che con nota della DVA, acquisita dalla CTVA con n. 99 del 10/1/2013, è stata trasmessa alla Commissione VIA VAS, ai fini dello svolgimento dell'istruttoria tecnica integrata VIA - AIA, l'istanza di AIA del 15/11/2012, relativa al "Progetto di coltivazione del giacimento di idrocarburi ROSPO MARE B, nell'ambito della concessione di coltivazione B.B.8.LF al largo delle coste abruzzesi "perforazione di nuovi pozzi ed adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B"-trasmissione documentazione AIA";

PRESO ATTO che in data 30/1/2013, i rappresentanti delle Regione Abruzzo e Molise, sono stati integrati nel Gruppo Istruttore con nota CTVA prot. n. 376/2013;

PRESO ATTO che sono state convocate riunioni in data 16/5/2013 ( prot. CTVA n. 1512 del 3/5/2013) in data 13/6/2013 ( prot. CTVA n. 2084 del 11/6/2013) in data 20/6/2013 (prot. CTVA n. 2145 del 17/6/2013) presso la sede del Ministero alla quale sono stati invitati i Ministeri competenti, la Società Proponente e le Regioni interessate, nelle quali sono stati richiesti al Proponente chiarimenti in relazione alle variazioni del ciclo produttivo, precisazioni sul campo Rospo mare B , eventuali variazioni progettuali rispetto alla istanza di VIA del 2009 ed altri argomenti;

CONSIDERATO che le risposte ai chiarimenti richiesti sono pervenute con le integrazioni inviate dalla Società EDISON SpA con nota del 26/7/2013 ed acquisite con prot. CTVA n. 2949 del 20/8/2013;

CONSIDERATO che con nota DVA, acquisita dalla CTVA con prot. n. 29 del 7/1/2014 veniva indetta, ai soli fini dell'AIA e ai sensi dell'art.14 della Legge 7 Agosto 1990 n. 241 e dell'art.29-quater, comma 5, del D.Lgs. 3 Aprile 2006, n. 152, una Conferenza dei Servizi del progetto "variazione del programma di lavoro all'interno della concessione mineraria "B.C8.LF", consistente nella perforazione di nuovi pozzi di coltivazione e nell'adeguamento degli impianti esistenti nel giacimento offshore Rospo Mare prospiciente le coste abruzzesi e molisane", in data 13 Gennaio 2014;

CONSIDERATO che si è tenuta presso la sede del MATTM il giorno 13/01/2014, la prevista Conferenza di Servizi relativa al Parere Istruttorio Conclusivo AIA del "complesso produttivo piattaforma offshore Rospo Mare B", alla quale ha partecipato, in qualità di osservatore, anche un componente della Commissione VIA, come risulta dal verbale acquisito con nota dalla CTVA con n. 167 del 17/01/2014, il cui dispositivo finale recita: "delibera di esprimersi favorevolmente in merito al Parere Istruttorio Conclusivo della Commissione IPPC trasmesso in data 17/12/2013 ( prot. n. CIPPC -00-2013-2356) relativo al complesso produttivo piattaforma offshore Rospo Mare B di cui alla domanda acquisita il 18/12/2012 presentata dalla Edison SpA";

CONSIDERATO che il PIC (Parere Istruttorio Conclusivo) e il PMC della Commissione IPPC, relativi all'autorizzazione della Piattaforma ROSPO MARE B rimessi nell'ambito della procedura integrata VIA-AIA, ai sensi dell'art. 10 comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., dopo la revisione in ambito della Conferenza dei Servizi AIA, sono stati trasmessi ed acquisiti dalla Commissione VIA con. prot CTVA n 581 del 18/2/2014, sono allegati al presente parere e ne costituiscono parte integrante e sostanziale;

CONSIDERATO quindi che, pervenuto il PIC ed il PMC in data 18/2/2014, si può considerare terminata la fase istruttoria relativa al procedimento VIA AIA;

VISTO il parere, positivo con prescrizioni, espresso dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali acquisito dalla DVA con nota prot. n 6111 del 2/3/2010;

CONSIDERATO che per quanto attiene ai pareri delle Regioni coinvolte, con prot. DVA n. 23238 del 14/10/2013 e facendo seguito alla nota prot. DVA n. 22734 del 4/10/2013, la DVA ha nuovamente sollecitato la Regione Abruzzo ad esprimere il proprio parere di competenza e la Regione Molise, ad integrare, se necessario, il parere già fornito;

**CONSIDERATO** che la Regione Molise si era già espressa con parere favorevole, con prescrizioni, con Delibera di Giunta Regionale n. 1137 in data 4/12/2009, prot. DVA n° 428/2010 del 18/1/2010;

**CONSIDERATO** che è pervenuta la nota della Regione Abruzzo, a firma dott. Antonio Sorgi, prot CTVA n.1604 del 14/5/2014, con la quale, in relazione alla perforazione nuovi pozzi di coltivazione e adeguamento degli impianti esistenti per l'ottimizzazione del recupero idrocarburi dal giacimento offshore "Rospo Mare" - EDISON S.p.A. sono state espresse le seguenti osservazioni :

1. espressione parere negativo Regionale su precedenti inerenti a "casi analoghi di concessioni di coltivazione di idrocarburi e perforazione di nuovi pozzi (Ombrina mare e Petroceltic)";
2. ripresentazione e ripubblicazione dell'istanza a causa del tempo trascorso tra la prima pubblicazione conseguente all'inizio del procedimento (11.02.2009) ed il riavvio dello stesso in considerazione delle mutate condizioni ambientali;

**CONSIDERATO** che è seguita una ulteriore corrispondenza a firma del dott. Antonio Sorgi della Regione Abruzzo, acquisita con prot. CTVA n. 1727 del 21/5/2014, nella quale i contenuti della nota acquisita dalla CTVA con prot. n.1604 del 14/5/2014, sono stati ulteriormente confermati;

**VALUTATO, per quanto di competenza della Commissione VIA-VAS in relazione ai primi due aspetti indicati, che :**

- in relazione al primo profilo, il precedente indicato, progetto Ombrina mare, non è effettivamente conforme a quello in esame, in quanto *Ombrina mare* è un progetto di nuova coltivazione di idrocarburi in mare mentre il campo Rospo mare è preesistente con n.3 piattaforme ed una FSO ( nave stoccaggio idrocarburi). Si rileva che, ad oggi, il progetto *Ombrina mare* non è ancora in possesso di un decreto MATTM/MIBAC;
- l'altro precedente citato, l'istanza relativa al progetto della Società *Petroceltic* per la coltivazione di idrocarburi in mare, è stata rigettata dal MATTM (decreto VIA negativo prot. n. DVA-DEC, n. 257 del 16/5/2011);
- per quanto riguarda il secondo profilo, riguardante la ripubblicazione a causa di eventuali variazioni occorse tra la data del progetto presentato nello SIA del 2009 e l'avvio del procedimento di AIA del 2013, con nota del 26/7/2013 acquisita con prot. CTVA n. 2949 del 20/8/2013 e su richiesta del Gruppo Istruttore, il Proponente aveva fatto pervenire la dichiarazione di invarianza del progetto nella quale si attestava che rispetto a quanto considerato nella Valutazione di impatto ambientale del 2009 e sino all'avvio del procedimento di AIA del 2013, non vi erano state variazioni;
- per quanto riguarda eventuali modifiche ambientali in relazione alla istituzione del Parco nazionale della Costa Teatina, si rileva che ad oggi il Parco non è istituito. Le eventuali interferenze con le aree costiere sulla terraferma sono state oggetto di valutazione nell'ambito della espressione dei pareri della Commissione VIA VAS n. 303 del 3/7/2009 e n. 502 del 5/8/2010. Il progetto di sviluppo per il Campo Rospo Mare B non ricade all'interno di alcuna area protetta e le aree costiere più vicine sono a circa 20km;

**VISTO** il parere positivo con prescrizioni, espresso dalla Provincia di Campobasso, con Delibera di Giunta n. 67 del 17/03/2009, pervenuta in data 31/03/2009 con nota prot. DSA/2009/8051;

**VISTE** le osservazioni pervenute dopo i pareri della Commissione VIA VAS n. 303 del 3/7/2009, acquisite con prot. CTVA n. 2739 del 15/7/2009, di seguito elencate:

- Comune di Vasto, Ing Danilo D'Orsogna e WWF, del 30/1/2013 acquisite con prot. CTVA n. 419 del 4/2/2013;
- Enrico Gagliano, prot DSA n. 7660 del 26/3/2009, acquisita dalla Commissione VIA con n. prot. 1792 del 27/5/2014;

**CONSIDERATO** che le osservazioni, i cui argomenti erano peraltro stati opportunamente già considerati nel parere della Commissione VIA VAS n. 303 del 3/7/2009, sono state debitamente considerate nel testo del presente parere e tenute in considerazione nella definizione del quadro prescrittivo;

**CONSIDERATO** che si ritiene utile richiamare gli elementi principali contenuti nel parere positivo della Commissione VIA VAS n. 303 del 3/7/2009, e del seguente parere della Commissione VIA VAS n. 502 del 5/8/2010, sul progetto "perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B, in quanto, non sono intervenute modifiche progettuali rispetto alla data delle istruttorie a conclusione delle quali sono stati esitati i suddetti pareri; come da dichiarazione del Proponente del 26/7/2013 acquisita con prot. CTVA n. 2949 del 20/8/2013;

#### **Quadro Programmatico**

- nell'ambito del Piano Energetico Nazionale lo sviluppo delle risorse energetiche nazionali rappresenta uno degli obiettivi programmatici individuati come prioritari;
- per quanto riguarda le fonti non rinnovabili, l'impegno è concentrato sull'incremento della produzione nazionale di gas e petrolio;
- la perforazione di nuovi pozzi e l'adeguamento degli impianti già esistenti presso il giacimento offshore "Rospo Mare" potrebbe rappresentare un contributo all'accrescimento e alla valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi;
- il progetto di coltivazione idrocarburi "B.B8:LF" perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti presso il giacimento offshore "Rospo Mare" ricade in una zona del mare Adriatico nel quale non sono in atto strumenti pianificatori, di settore e territoriali, se non quelli dettati dall'Ufficio Minerario per gli Idrocarburi (UNMIG), Direzione del Ministero dello Sviluppo Economico, nel quadro della ricerca e sviluppo degli idrocarburi, ivi compresa l'osservanza delle normative in materia di polizia mineraria;
- i tempi di attuazione dell'intervento sono calcolabili in un arco di tempo totale di 209,8 giorni. Nel caso di realizzazione del quarto pozzo opzionale andranno aggiunti ulteriori 55 -65 giorni. Al termine delle operazioni tutte le attrezzature verranno rimosse, comprese quelle di fondo mare.

#### **Quadro progettuale**

##### **CONSIDERATO** che

- il giacimento ad olio Rospo Mare situato a circa 20 km dalla costa è stato scoperto nel primo trimestre del 1975 tramite la perforazione del pozzo esplorativo Rospo Mare 1.
- Nel 1981 fu installata la piattaforma Rospo Mare A (RSM-A) per esaminare l'evoluzione dei parametri del giacimento in produzione. Quindi nel 1982 dalla piattaforma RSM-A furono perforati e messi in produzione n. 3 pozzi (RSM4 verticale, RSM5 deviato e RSM6 orizzontale).
- Successivamente sono state sviluppate altre due piattaforme, in aggiunta a RSM-A, Rospo Mare B (installata nel 1986) e Rospo Mare C (installata nel 1992), dalle quali sono stati perforati complessivamente n. 28 pozzi orizzontali e n. 3 pozzi verticali.
- Nel 2006 la società Edison SpA - Settore Idrocarburi operante presso il Distretto Operativo di Sambuceto ha ottenuto la Certificazione del Sistema di Gestione Integrato Ambientale e della Sicurezza "multisito".
- In tale certificato è compreso anche il Campo Off Shore Olio "Rospo Mare"- Mare Adriatico "Concessione Mineraria B.C8.LF Campo ROSPO MARE".
- Come per la piattaforma RSMB, anche le piattaforme RSMA e RSMC sono telecontrollate dalla Centrale Santo Stefano Mare e all'occorrenza sottoposte a ispezione da parte del personale tecnico in concomitanza delle attività di manutenzione secondo quanto programmato dal sistema di gestione multisito certificato ISO 14001 e OHSAS 18001;

- l'esecuzione di attività di perforazione di 3 nuovi pozzi, al fine di migliorare i profili di produzione del Campo non apporteranno un aumento della produzione di greggio rispetto alla soglia di massima produzione dichiarata dal Gestore pari a 651.625 m<sup>3</sup>/anno (1.785 m<sup>3</sup>/giorno).
- La localizzazione della zona strutturale più alta del giacimento e la conferma della natura della formazione e della presenza di idrocarburi pesanti, venne ottenuta, mediante appositi studi e la realizzazione di pozzi di delimitazione, tra il 1975 ed il 1979.
- Nel 1981 fu installata la piattaforma Rospo Mare A (RSM-A) per esaminare l'evoluzione dei parametri del giacimento in produzione. Quindi nel 1982 dalla piattaforma RSM-A furono perforati e messi in produzione n. 3 pozzi (RSM4 verticale, RSM5 deviato e RSM6 orizzontale) al fine di individuare la tipologia di pozzo che consentisse nel tempo lo sfruttamento migliore del giacimento, ottimizzando il recupero di idrocarburi e minimizzando la produzione di acqua.
- I risultati di questa prima fase di produzione, della durata di circa un anno, dimostrarono chiaramente la maggiore idoneità dei pozzi perforati orizzontalmente portando allo sviluppo definitivo del campo con altre due piattaforme, in aggiunta a RSM-A, Rospo Mare B (installata nel 1986) e Rospo Mare C (installata nel 1992), dalle quali sono stati perforati complessivamente n. 28 pozzi orizzontali e n. 3 pozzi verticali.
- Le piattaforme RSM-A e RSM-C, definite satelliti, consentono di convogliare il greggio prodotto in condotte per l'invio sulla piattaforma centrale RSM-B.
- Su RSM-B sono ubicate le apparecchiature per la separazione del gas associato all'olio e la spedizione dell'olio prodotto dal campo. Da RSM-B l'olio greggio viene inviato, tramite una condotta flessibile coibentata da 8", verso il galleggiante di stoccaggio F.S.O. ormeggiato a circa 1,5 km di distanza Sud-Sud Ovest dalla piattaforma. Sul galleggiante F.S.O. Alba Marina l'olio greggio viene quindi distribuito nelle diverse cisterne di carico (capacità totale di olio greggio 125.000 m<sup>3</sup>) dalle quali viene periodicamente prelevato tramite operazione di allibo dalle petroliere che lo trasportano in raffineria.
- Nel campo è presente una boa di carico di riserva ubicata a circa 1,1 km est di RSM-A, alla quale è collegata con condotta sottomarina flessibile di diametro 6"
- La piattaforma RSM-B, ubicata ad una distanza di 19,5 km dalla costa, è la piattaforma madre del campo che raccoglie la produzione delle piattaforme satelliti RSM- A e RSM-C.
- La piattaforma è costituita da una sottostruttura, infissa sul fondo del mare (profondità d'acqua 77 m), di protezione per i casings dei pozzi e di sostegno alla sovrastruttura, sulla quale sono alloggiati gli impianti necessari a consentire la produzione di idrocarburi dai pozzi.
- La sottostruttura (jacket) è costituita da una struttura a telaio controventato formata da elementi tubolari in acciaio saldati tra loro, di forma troncopiramidale a base rettangolare a 8 gambe vincolata a fondo mare mediante otto pali infissi nel sottofondo marino.
- Il jacket ha le seguenti caratteristiche: dimensioni a fondo mare 46,0 m x 34,8 m, dimensioni al livello imbarcadero 46,0 m x 14,5 m., I pali di fondazione sono installati n. 4 pali all'esterno delle gambe di sostegno della sottostruttura tramite delle guide del diametro di 59" e n. 4 pali all'interno delle quattro gambe di sostegno esterne del jacket, del diametro di 60" ½, i pali sono infissi sino a profondità comprese fra -76,3 m e -86,0 m dal fondale e sono cementati nell'intercapedine palo-guida per tutta l'altezza. Alla loro sommità a quota + 4,0 m i pali di



fondazione supportano la sovrastruttura ponte. All'interno della sottostruttura sono alloggiati n. 12 tubi guida di diametro 30" infissi nel fondo del mare sino ad una profondità di -50 m. La parte superiore dei tubi guida termina al piano inferiore del deck a quota +10,6 m.

- La sovrastruttura (deck) consiste in una struttura intelaiata a quattro piani dove n. 8 elementi verticali, che costituiscono l'ossatura portante, ed i diagonali, di controvento, sono costituiti da elementi tubolari, mentre l'orditura dei piani è principalmente formata da profilati HEA, HEB, I, C.
- Gli 8 elementi tubolari che costituiscono le gambe del ponte di diametro 48" attraverso una transizione conica vengono portati al diametro 54" e quindi dopo un cambio di inclinazione alla quota + 9,0 m di congiungono con i pali sporgenti dalla sottostruttura.

#### Quadro ambientale

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda le tecniche di prevenzione dei rischi ambientali sono presenti apparecchiature di sicurezza (Blow out preventers), in quanto è compito del fango contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso dei fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga, ovviamente, la pressione esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella di strato. Durante la fase di perforazione, in particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere pressione superiore a quella dovuta al solo normale gradiente idrostatico dell'acqua con il rischio di eruzioni incontrollate di idrocarburi liquidi e gassosi. Tale condizione si riconosce quando appositi sensori visivi ed acustici accertano l'aumento di volume del fango nelle vasche.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda le tecniche di prevenzione dell'inquinamento marino l'impianto di perforazione off-shore è dotato di un sistema di drenaggio e contenimento onde impedire qualsiasi sversamento in mare di acque piovane contaminate, fango di perforazione e/o oli di sentina. Detti rifiuti vengono raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il successivo smaltimento finale. I detriti di perforazione sono anch'essi raccolti in cassonetti e trasferiti a terra per il trattamento e lo smaltimento finale.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la stima della produzione dei rifiuti, dell'emissione di inquinanti chimici nell'atmosfera e della produzione di rumori, durante le operazioni di perforazione inevitabilmente vengono prodotti dei rifiuti, così come l'impiego di motori diesel ed organi meccanici implicano la produzione di rumori e al emissione in atmosfera di inquinanti chimici.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda la produzione dei rifiuti I rifiuti sono costituiti da: rifiuti di tipo urbano (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.), rifiuti derivanti dalla perforazione (fango in eccesso e detriti intrisi di fango), acque reflue (acque di lavaggio impianto, meteoriche, di sentina), liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, ecc.);

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda le tecniche di trattamento e scarica dei rifiuti (compresi i detriti di perforazione), a bordo della piattaforma vengono effettuati solo trattamenti relativi a: residui alimentari, liquami civili (scarichi w.c., lavandini, docce, cambusa), liquami di sentina, mentre vengono raccolti e trasferiti a terra per successivo trattamento e smaltimento il fango di perforazione, i detriti perforati, le acque di lavaggio, gli oli ed i rifiuti solidi urbani e assimilabili;

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda il clima acustico sulla piattaforma di perforazione le fonti di rumore sono date da: motori diesel, tavola rotary, argano, pompe e cementatrici. Il rumore prodotto è di tipo a bassa frequenza ed è più intenso nella zona motori. Le emissioni sonore di questi macchinari avvengono sul piano della piattaforma a circa 15-20 m dalla superficie del mare. Tali valori sono corrispondenti a misurazioni del rumore in atmosfera, effettuate in diverse posizioni della piattaforma. La batteria di perforazione (scalpello e aste) è fisicamente isolata dal mezzo acqueo, poiché scorre all'interno di un tubo (riser) fissato sulla testa pozzo che arriva fino al piano sonda. La rotazione delle aste all'interno del riser non produce perturbazioni acustiche apprezzabili. Lo scalpello, perforando le prime decine di metri

di sedimenti, produce emissioni sonore di scarsa entità percepibili nell'ambiente marino. Tuttavia, tale perturbazione è estremamente limitata nel tempo, poiché la perforazione dei primi 50-100 m del pozzo dalla superficie ha una durata di poche ore.

**CONSIDERATO** che per quanto riguarda i Cetacei e la fauna ittica l'attività sopra descritta non avrà cointeressenze con i periodi di riproduzione dei mammiferi marini e terrà conto della presenza della locale fauna ittica, con una calendarizzazione dei lavori che contempli gli aspetti naturalistici della fauna presente nell'Adriatico centrale, così come riportata dalla letteratura scientifica di riferimento. Sono previste misure di mitigazione specifiche nel quadro prescrittivo a tutela dei possibili impatti provocati dalla temporanea modificazione del clima acustico sulla cetofauna;

#### **VALUTATO** che

- le attività di perforazione non saranno avvertibili sulla costa;
- la posa e la rimozione dell'impianto di perforazione comporterà un disturbo transitorio e reversibile sul fondo marino.
- tutti i tipi di rifiuti (inclusi fanghi, detriti di perforazione, acque di lavaggio, olii e rifiuti solidi urbani e/o assimilabili) saranno raccolti e trasportati a terra, in modo da essere opportunamente smaltiti presso gli appositi impianti di trattamento.
- il proponente ha esaminato i possibili rischi e eventi incidentali che potrebbero avvenire durante la perforazione e ha indicato che per i Piani di emergenza il progetto si rifà alla Procedura Operativa di Emergenza pozzo in caso di Blow-out (eruzione incontrollata) che permette la gestione delle informazioni necessarie per affrontare con maggiore velocità e quindi migliore garanzia di qualità gli interventi di emergenza.
- La base di appoggio a terra sarà dotata dell'attrezzatura necessaria per un primo intervento di emergenza tramite le navi appoggio in caso di sversamenti accidentali di olio in mare.
- le emissioni di inquinanti in atmosfera e quelle di rumore in ambiente idrico marino sono contenute, rispettivamente, entro i limiti previsti dalla normativa e il valore soglia indicato da convenzioni scientifiche internazionali.
- gli impatti sulle diverse componenti ambientali sono trascurabili o scarsamente significativi per quanto riguarda le operazioni di perforazione, vista la limitata durata nel tempo delle operazioni, il tipo di attività previste, la reversibilità e la limitata estensione areale degli effetti ambientali generati;
- il progetto di coltivazione idrocarburi "B.B8.LF" per la perforazione di nuovi pozzi e per l'adeguamento degli impianti esistenti presso il giacimento offshore "Rospo Mare" sarà caratterizzato da effetti ambientali di modesta entità e limitati nel tempo e che, quindi, non sarà in grado di produrre impatti significativi sulle diverse componenti dell'ambiente marino interessato.

**CONSIDERATO** che, data la distanza dalla costa, dai centri abitati e dai recettori in genere, oltre 20 Km, le attività previste dal progetto e cioè la perforazioni di nuovi pozzi in ambito della preesistente piattaforma ROSPO MARE B, non daranno luogo ad emissioni significative e pertanto non si evidenziano ripercussioni negative sulla qualità dell'aria sugli ambienti terrestri in prossimità della costa;

**CONSIDERATO** che il Proponente ha confermato che, rispetto a quanto già valutato in ambito dei pareri della Commissione VIA VAS n. 303 del 3/7/2009 e n. 502 del 5/8/2010, non ci sono state variazioni nel ciclo produttivo e nel progetto, dichiarando l'invarianza dello stato di fatto rispetto alla documentazione già fornita, se non una diminuzione della produzione dovuta al normale depletamento del giacimento;

**CONSIDERATO** che tra la data del progetto presentato nello SIA del 2009 e l'avvio del procedimento di AIA del 2013, con nota del 26/7/2013 acquisita con prot. CTVA n. 2949 del 20/8/2013 e su richiesta del Gruppo Istruttore, il Proponente ha fatto pervenire la dichiarazione di invarianza del progetto nella quale si attestava che rispetto a quanto considerato nella Valutazione di impatto ambientale del 2009 e sino all'avvio del procedimento di AIA del 2013, non vi erano state variazioni;

**CONSIDERATO** che l'attività istruttoria delle due Commissioni VIA e IPPC, a seguito della quale sono stati espressi sia il Parere istruttorio Conclusivo che il Parere Congiunto VIA-AIA, è stata svolta in continuità e in coordinamento, anche tramite le già citate riunioni tenutesi presso la sede del MATTM, ivi

compresa la partecipazione del rappresentante della Commissione VIA, in qualità di osservatore, alla Conferenza dei Servizi che si è tenuta presso la sede del MATTM in data 13/1/2014;

**VALUTATA** l'univocità dei contenuti, delle conclusioni istruttorie, delle prescrizioni e dei limiti previsti nel Parere Istruttorio Conclusivo, nel relativo Piano di Monitoraggio e Controllo, (di cui all'art. 29-sexies, decies e undecies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) che allegati al presente parere ne costituiscono parte integrante e sostanziale, e nel Parere Congiunto VIA-AIA Concessione di coltivazione idrocarburi "B.B8.LF" - Perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti - Giacimento off shore "Rospo Mare- B "

**VALUTATO** che anche il Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA) di cui all'art. 28 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., definito nell'ambito della VIA, è coerente e in continuità con il PMC di cui all'art. 29-sexies, decies e undecies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. in quanto, anche al fine di dare attuazione all'art 10 comma 1 ter, nel quadro prescrittivo le attività di aggiornamento del PMA dovranno essere concordate con ISPRA;

**VISTO** in particolare l'art. 10 del suddetto D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., "norme per il coordinamento e la semplificazione dei procedimenti";

**CONSIDERATO** che è stato acquisito dalla Commissione VIA il PIC ( Parere Istruttorio Conclusivo) della Commissione IPPC, con. prot CTVA n 581 del 18/2/2014 Parere Istruttorio Conclusivo della Commissione Istruttoria IPPC, relativo all'autorizzazione della Piattaforma "ROSPO MARE B rimesso nell'ambito della procedura integrata VIA-AIA, ai sensi dell'art. 10 comma 1 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., e che, allegati al presente parere ne costituiscono parte integrante e sostanziale;

**CONSIDERATO** che in data 13/1/2014 si è svolta presso il MATTM la Conferenza dei servizi, ai soli fini dell'AIA, del progetto "variazione del programma di lavoro all'interno della concessione mineraria "B.C8.LF", consistente nella perforazione di nuovi pozzi di coltivazione e nell'adeguamento degli impianti esistenti nel giacimento offshore Rospo Mare prospiciente le coste abruzzesi e molisane", il cui resoconto del verbale è stato acquisito con prot. CTVA, n° 167 del 17/1/2014;

**VALUTATO** che è stato ritenuto opportuno integrare i quadri prescrittivi dei precedenti pareri di VIA n. 303 del 3/7/2009 e n. 502 del 5/8/2010 con ulteriori prescrizioni ;

**CONSIDERATO** che il parere di VIA è relativo alla variazione del programma di lavoro all'interno della concessione mineraria "B.C8.LF", consistente nella perforazione di nuovi pozzi di coltivazione e nell'adeguamento degli impianti esistenti Rospo Mare piattaforma B, e il PIC -PMC della procedura di AIA è relativo alle Piattaforme Rospo Mare A-B-C;

**VALUTATO** che tali integrazioni del quadro prescrittivo di VIA, ancora più cautelative rispetto ai pareri già espressi, si sono rese necessarie anche per conformarsi al PIC e alle prescrizioni del PMC dell' AIA;

**CONSIDERATO** che per quanto il parere di congruità relativo al versamento dello 0.5 per mille, questo verrà trasmesso con separata nota;

**Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO e VALUTATO ESPRIME** parere favorevole alla compatibilità ambientale del progetto "Concessione di coltivazione idrocarburi "B.B8.LF"- perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B, a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni di seguito elencate, del PMC ( Piano di Monitoraggio e Controllo) allegato e degli altri Enti eventualmente coinvolti nel procedimento autorizzativo:

1. Misure di mitigazione: dovrà essere interamente applicato quanto previsto dal Proponente e contenuto nei documenti del sistema di gestione ambientale e di sicurezza multisito di cui Edison è dotata (rif.documento DSI-RGI-007- RSM/ALB "Scadenze autorizzative, tarature, analisi, controlli");
2. Monitoraggi: al fine di attuare fin dall'inizio dei lavori un adeguato monitoraggio avente lo scopo di valutare le eventuali modifiche ambientali indotte dalla realizzazione del progetto perforazione di nuovi pozzi e adeguamento degli impianti esistenti - giacimento offshore "Rospo Mare" B e al fine

di rendere il Piano di Monitoraggio Ambientale (PMA) di cui all'art. 28 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. coerente e in continuità con il PMC di cui all'art. 29-sexies, decies e undecies del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. detto PMA dovrà essere aggiornato e concordato direttamente con ISPRA. In linea generale, per la fase in corso d'opera (cantierizzazione) e *post operam*, tale piano:

- dovrà essere aggiornato in conformità ed in continuità con il PMC allegato al presente parere;
  - dovrà prevedere la trasmissione a ISPRA di tutti i dati del monitoraggio con periodicità concordata con l'Ente stesso;
  - dovrà prevedere che tutti gli oneri per la predisposizione, la pubblicizzazione, la condivisione e l'attuazione del piano siano a carico del Proponente.
  - dovrà prevedere le modalità di segnalazione delle eventuali situazioni di superamento dei limiti e un protocollo operativo da attuare in tali situazioni;
  - dovrà prevedere che le campagne di monitoraggio durante le fasi di cantiere, tengano conto del cronoprogramma delle attività che il Proponente fornirà ad ISPRA insieme al PMA;
  - una volta concordato con ISPRA dovrà essere trasmesso al MATTM e per opportuna conoscenza ad ARPA ed alla/e Regione/i interessate;
3. Ambiente marino: per tutta la durata dell'esercizio e per l'anno successivo alla sua dismissione, l'ambiente marino interessato dalla presenza della piattaforma dovrà essere sottoposto ad un Piano di monitoraggio, incluso nel PMA, in relazione alla natura dei lavori previsti per l'attuazione del progetto in esame, che comporteranno la movimentazione dei sedimenti e eventuale dispersione nelle acque dell'area marina interessata. A tal fine, prima dell'avvio dei lavori, il proponente dovrà attuare una campagna di monitoraggio *ante-operam* allo scopo di caratterizzare lo stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto. I contenuti di tale campagna dovranno essere concordati con ISPRA. In fase di esercizio il monitoraggio dovrà comunque riguardare anche le seguenti componenti:
- a) parametri fisici, temperatura, salinità, ossigeno disciolto e torbidità, chimici (nutrienti, metalli pesanti, idrocarburi) biologici (clorofilla "a", bioaccumuli di sostanze pericolose in matrici biologiche significative) e comunque sufficienti per valutare lo stato complessivo di qualità delle acque marine e dei sedimenti;
  - b) controllo dei popolamenti biologici marini, al fine di evidenziare eventuali variazioni provocate direttamente o indirettamente dagli interventi in esame, che dovrà comprendere i campionamenti di organismi bentonici attraverso opportuni indicatori e con diverse stazioni di campionamento anche al di fuori delle aree di progetto;
  - c) nell'area della piattaforma il piano di monitoraggio andrà esteso anche ai composti zinco e alluminio, eventualmente attraverso opportuni indicatori biologici;
  - d) durante la fase di perforazione dei nuovi pozzi, al fine di tutelare i mammiferi marini da eventuali impatti causati dal rumore subacqueo, le lavorazioni rumorose, dovranno prevedere l'adozione delle linee guida per la gestione dell'impatto di rumore antropogenico sui Cetacei - ACCOBAMS (Accordo per la Conservazione dei Cetacei del Mar Nero, del Mediterraneo e delle Zone Atlantiche Adiacenti, *Guidelines to address the issue of the impact of anthropogenic noise on marine mammals*, in particolare anche della sezione relativa alle *guidelines for coastal and offshore construction works*. In considerazione del fatto che l'area del campo Rospo mare non è stata precedentemente indagata per il clima acustico subacqueo in relazione alla presenza della cetofauna, il monitoraggio acustico passivo in mare dovrà essere effettuato anche 45 gg prima dell'inizio dei lavori, nella fase *ante operam*;
  - e) a partire da 12 mesi prima dell'inizio dei lavori e per tutto l'esercizio con cadenza annuale, dovrà essere predisposto un programma per la valutazione dell'incremento della biodiversità nell'area sottostante la piattaforma rospo Mare B;

4. Subsidenza: ai fini del controllo dei fenomeni geodinamici per la verifica della subsidenza il piano dovrà contenere l'applicazione di metodiche profonde anche mediante radiazione markers/gamma ray da installarsi sui pozzi da realizzare. Le misure ottenute dovranno essere integrate con rilievi batimetrici in grado di ricostruire con elevato dettaglio l'andamento morfologico del fondo marino attraverso tecniche DSM (Digital Surface Model), da effettuare con mezzi navali e/o aerei conformemente alle specifiche emesse dalla IHO (International Hydrographic Organization). Nel piano dovrà inoltre essere specificata anche la periodicità delle misurazioni (tenendo conto che le attività previste dal progetto di monitoraggio dovranno essere installate almeno 12 mesi prima dell'inizio delle attività di estrazione) Il monitoraggio dovrà seguire l'evoluzione temporale del cono di subsidenza eventualmente indotto dalla coltivazione del giacimento.
5. Rifiuti: dovranno essere adottate le migliori tecnologie disponibili per la riduzione volumetrica dei reflui di perforazione, mediante riutilizzo dei fanghi di perforazione, opportuni filtraggi, previa valutazione di quelle ottimali sotto il profilo ambientale. Il proponente dovrà sottoporre all'approvazione ARPA un piano di smaltimento dei rifiuti prodotti durante le fasi di perforazione, che contenga la data di inizio lavori, i volumi attesi per ciascuna tipologia di rifiuto prodotto, l'elenco delle discariche autorizzate a ricevere tali rifiuti, le tecniche utilizzate per la riduzione volumetriche e/o il riutilizzo dei rifiuti;
6. Il Proponente dovrà implementare le misure di prevenzione dei rischi, dell'inquinamento marino, della produzione di rifiuti e di mitigazione degli impatti ambientali contenuti del S.I.A. I capitolati di appalto dovranno contenere come oneri a carico del Proponente tutti quelli derivanti dalle misure di mitigazione previste nello SIA;
7. Durante i lavori devono essere attuate tutte le misure che possono evitare gli inquinamenti a mare di oli, carburanti e sostanze tossiche in genere e tutte le precauzioni che possano ridurre gli effetti di eventuali sversamenti accidentali e adottare le misure per il contenimento a mare di sostanze tossiche in conformità con le indicazioni della Capitaneria di Porto.
8. Fanghi di perforazione Per la realizzazione della perforazione dei pozzi dovranno essere utilizzati fluidi (detti anche fanghi) a base d'acqua con divieto assoluto di utilizzo di fluidi alternativi a base d'olio ancorché dichiarati a bassa tossicità. Si prescrive inoltre che siano fornite all'UNMIG le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.iii. Se applicabile, si raccomanda inoltre l'utilizzo di fluidi bio-compatibili contenenti gel biodegradabili resi disponibili recentemente nel mercato (fluidi "clay-free"); Si raccomanda inoltre di effettuare la separazione dei cutting asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck del "Jack-up" mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocycloni in serie: la prima costituita da *desander* e la seconda costituita da *desilter*. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i cutting prima del trasporto finale a discarica, è raccomandabile altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita una efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta. Sul deck del "Jack-up", dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei cutting prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue. Qualora il deck del "Jack-up" non abbia una sufficiente disponibilità di spazio per le attrezzature e le vasche, si dovrà affiancare allo stesso mezzo un idoneo pontone appoggio e/o nave cisterna in cui far confluire mediante idonee manichette flessibili le acque reflue con divieto assoluto di sversamento in mare.
9. Analisi di rischio : al fine di prevenire conseguenze negative sull'ambiente e sull'uomo in caso di accadimento di un possibile evento accidentale il Proponente, prima dell'inizio dei lavori, dovrà provvedere alla redazione di una *analisi di rischio* globale con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da eventi eccezionali, da particolari eventi meteo marini, da errori umani, da malfunzionamento delle attrezzature, perdita di posizione dovuta

ad aratura e trascinarsi di ancore e sistemi di ancoraggio in genere, interferenza reciproca dei mezzi navali, impatto accidentale degli stessi con le infrastrutture, ecc. esattamente come previsto, per quanto e laddove applicabili, dalle normative internazionali DnV OS-C101 "*Design of offshore steel structures, General (LRFD Method) – April 2011*", ovvero in accordo ai criteri generali della contemplati nella DnV RP-F107 "*Risk Assessment of Pipeline Protection*" e nel rispetto della probabilità di rottura dettata dalla DnV-OS-F101 "*Submarine Pipeline Systems*". (V.O. MATTM)

**10. Manuale operativo:** prima di procedere ad ognuna delle previste fasi di costruzione e di esercizio, ovvero in sede di progettazione esecutiva, dovrà essere presentato un manuale operativo contenente almeno le seguenti principali informazioni e documentazioni:

- a) Logistica del cantiere e caratteristiche di tutti i mezzi navali coinvolti e delle attrezzature previste (pianificazione dei lavori, ubicazione delle aree di lavoro, attrezzature di ancoraggio e di supporto, mezzi di sollevamento, ecc.), attrezzature ausiliarie per procedure particolari o di emergenza, sistema di perforazione dei pozzi, caratteristiche dei pontoni, dei "Jack-up" e mezzi navali (tipo di scafo, dimensioni, pescaggio, sistema di ormeggio e di ancoraggio al fondo con palificate o cassoni di carico tipo "spud cans" con definizione delle dimensioni degli stessi, meccanismi di manovra delle gambe scorrevoli, limiti operativi, ecc.), tipo e caratteristiche dei verricelli, estensione del campo ancore, ecc.
- b) Procedure di lavoro (normali, particolari e/o di emergenza), incluse quelle relative ad operazioni accessorie, di perforazione, di stesa e ancoraggio dei cavi, di tensionamento degli stessi, ecc.
- c) E' prescritto che il manuale operativo debba essere redatto tenendo in debito conto di ogni possibile ed eventuale interferenza tenendo conto dei piani SIMOPS della *International Marine Contractors Ass. (IMCA)* che costituiscono una guida alle operazioni simultanee ai fini del miglioramento della qualità, salute, sicurezza e standard ambientali nelle operazioni marittime oltre che dei sistemi HSE (*Health, Safety, Environment*, ovvero Salute, Sicurezza, Ambiente), nel pieno rispetto, per quanto e laddove applicabile, della normativa internazionale DnV OS-C101 "*Design of offshore steel structures, General (LRFD Method) – April 2011*" (V.O. MATTM)

**11. Piano di emergenza ambientale :** prima dell'avvio dei lavori dovrà essere predisposto uno scenario previsionale che quantifichi gli effetti negativi e significativi sull'habitat marino dovuti ad incidente in fase di perforazione del pozzo o coltivazione del giacimento, incendio sulla piattaforma, che valuti l'entità dell'eventuale danno producibile sull'ecosistema, la sua riparabilità, ed individui le misure per mitigare e compensare i danni creati sull'ecosistema e quantificati i costi per gli interventi. Il Piano di emergenza ambientale dovrà indicare le tecnologie che interverranno e le misure di pronto intervento da porre in essere in caso si verificasse l'evento incidentale, per contenere ed eliminare gli inquinamenti conseguenti a sversamento. Dovrà essere accantonata la cifra necessaria a far fronte ai costi stimati per le operazioni di risanamento e ripristino dell'habitat

**12. In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare un piano operativo per lo svolgimento di attività di perforazione che soddisfi i seguenti requisiti:**

- a. Le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.iii.
- b. L'obbligo ad effettuare la separazione dei cutting asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocicloni in serie: la prima costituita da desander e la seconda costituita da desilter. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i cutting prima del trasporto finale a discarica, è prescritto altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita una efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta.

- c. In ogni caso, sempre sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio, dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei cutting prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue.

Tutti i costi connessi alle operazioni in oggetto saranno ad esclusivo carico del Proponente.

L'ottemperanza delle prescrizioni 1,6,7,8,9,11,12 dovrà essere verificata da MATTM

L'ottemperanza delle prescrizioni 2,3,4,5,10 dovrà essere verificata da ARPA Abruzzo

**PARERE ISTRUTTORIO CONCLUSIVO  
PER**

**EDISON S.p.A. Piattaforme "Rospo Mare A-B-C"**  
**Off Shore – Mare Adriatico**  
**Concessione < B.C8.LF >**

<b>GESTORE</b>	EDISON S.P.A.
<b>LOCALITÀ</b>	Off Shore – Mare Adriatico a circa 20 km dalla costa
<b>GRUPPO ISTRUTTORE</b>	Rocco Simone – referente
	Alberto Pacifico
	Marco Mazzoni

MA



INDICE

<b>1</b>	<b>DEFINIZIONI</b> .....	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>PARTE INTRODUTTIVA</b> .....	<b>22</b>
2.1	ATTI PRESUPPOSTI .....	22
2.2	ATTI NORMATIVI .....	22
2.3	ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE .....	24
<b>3</b>	<b>ATTIVITA' AUTORIZZATA</b> .....	<b>26</b>
<b>4</b>	<b>INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE</b> .....	<b>27</b>
4.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'AREA .....	27
<b>5</b>	<b>ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE (PIATTAFORME ROSPO MARE A-B-C)</b> .....	<b>30</b>
5.1	DESCRIZIONE DELLA STRUTTURA ESISTENTE ROSPO MARE .....	30
5.2	DESCRIZIONE DEL SISTEMA PRODUTTIVO .....	30
5.2.1	Generalità .....	30
5.2.2	Capacità produttiva - .....	31
5.3	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ .....	31
5.4	CONSUMI E STOCCAGGIO MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI .....	38
	Acqua mare .....	38
	Acqua potabile .....	39
	Combustibili .....	39
	Chemicals e additivi .....	39
	Acqua di strato reiniettata .....	40
5.5	EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	40
5.5.1	Emissioni convogliate .....	42
5.5.2	Emissioni non convogliate .....	44
5.6	SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA .....	44
5.7	ACQUE MARINE .....	46
5.8	SUOLO E SOTTOSUOLO – SEDIMENTI MARINI .....	46
5.9	RIFIUTI .....	46
5.10	RUMORE .....	47
5.11	ODORI .....	47
<b>6</b>	<b>ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO</b> .....	<b>48</b>
6.1	DESCRIZIONE DELL'ASSETTO FUTURO .....	48
6.1.1	Capacità produttiva - Assetto Futuro .....	48
6.2	DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ .....	49
6.3	CONSUMI E STOCCAGGIO MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI ASSETTO FUTURO .....	49
<b>7</b>	<b>ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA E VERIFICA DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC</b> .....	<b>50</b>
7.1	SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE .....	50
7.2	USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA .....	51
7.3	UTILIZZO DI MATERIE PRIME .....	54
7.4	EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	54
7.5	ACQUA .....	55
7.6	RIFIUTI .....	57
7.7	SUOLO E SOTTOSUOLO .....	59
<b>8</b>	<b>OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO</b> .....	<b>60</b>
<b>9</b>	<b>PRESCRIZIONI</b> .....	<b>61</b>
9.1	SISTEMA DI GESTIONE .....	61

Ch

h

h

Fa

W

9.2	APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO MATERIE PRIME ED AUSILIARIE E COMBUSTIBILI .....	61
9.3	EMISSIONI IN ATMOSFERA .....	61
9.4	EMISSIONI IN ATMOSFERA NON CONVOGLIATE .....	62
9.5	EMISSIONI IN ACQUA.....	62
9.6	RIFIUTI.....	63
9.7	MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA .....	63
9.8	MALFUNZIONAMENTI .....	64
9.9	EVENTI INCIDENTALI.....	64
<b>10</b>	<b>SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI.....</b>	<b>65</b>
<b>11</b>	<b>AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE .....</b>	<b>66</b>
<b>12</b>	<b>DURATA, RINNOVO E RIESAME .....</b>	<b>67</b>
<b>13</b>	<b>PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO .....</b>	<b>68</b>

M

## DEFINIZIONI

<b>Autorità competente (AC)</b>	Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Direzione per le Valutazioni Ambientali.
<b>Ente di controllo (EC)</b>	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.
<b>Autorizzazione integrata ambientale (AIA)</b>	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 D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla Parte seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla Parte seconda del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29-terdecies, comma 4 e dei documenti BREF (BAT Reference Documents) pubblicati dalla Commissione europea, nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro del lavoro, della salute e delle politiche sociali, sentita la Conferenza unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281.
<b>Commissione IPPC</b>	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
<b>Gestore</b>	EDISON S.p.A., Sede Legale: Foro Bonaparte, 31 20121 Milano, Sede Operativa: via alterno, 45 c.da dragonara di Sanbuceto 66020 San Giovanni Teatino (CH); indicato nel testo seguente con il termine Gestore ai sensi dell'art.5, comma 1, lettera r-bis del D.Lgs 152/06 e s.m.i..
<b>Gruppo Istruttore (GI)</b>	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
<b>Impianto</b>	L'unità tecnica permanente in cui sono svolte una o più attività elencate nell'allegato XII alla parte II del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e qualsiasi altra attività accessoria, che siano tecnicamente connesse con le attività svolte nel luogo suddetto e possano influire sulle emissioni e sull'inquinamento.
<b>Inquinamento</b>	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 (Art. 5, comma 1, lettera i-ter del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.).
<b>Migliori tecniche disponibili</b>	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

- (MTD)** e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso.
- Nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'allegato XI alla parte II del D.Lgs 152/06 e s.m.i.. Si intende per:
- 1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;
  - 2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli.
  - 3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso;

**Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)**

I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1, del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante della presente autorizzazione. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29-bis, comma 1 del D.Lgs.152/06 e s.m.i.e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D.lgs. 152/06 e s.m.i., le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29-decies, comma 3 del D.Lgs.152/06 e s.m.i.

**Uffici presso i quali sono depositati i documenti**

I documenti e gli atti inerenti il procedimento e gli atti inerenti i controlli sull'impianto sono depositati presso la Direzione Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e sono pubblicati sul sito <http://aia.minambiente.it>, al fine della consultazione del pubblico.

**Valori Limite di Emissione (VLE)**

La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il

M

rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Pr

h

Pr

Pr

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50  
51  
52  
53  
54  
55  
56  
57  
58  
59  
60  
61  
62  
63  
64  
65  
66  
67  
68  
69  
70  
71  
72  
73  
74  
75  
76  
77  
78  
79  
80  
81  
82  
83  
84  
85  
86  
87  
88  
89  
90

## **PARTE INTRODUTTIVA**

### **Il Gruppo Istruttore**

#### **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;
- visto il decreto del MATTM n. GAB/DEC/2012/0033 del 17/02/2012 di nomina della Commissione AIA-IPPC;
- vista la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. CIPPC-00-2013-0000853 del 09/05/2013 che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della Società EDISON SpA – Piattaforme Rospo Mare A-B-C – Off-Shore Mare Adriatico al Gruppo Istruttore così costituito:
- Ing. Rocco Simone– Referente GI;
  - Ing. Alberto Pacifico
  - Dott. Chim. Marco Mazzoni;
- preso atto che ai lavori del GI della Commissione IPPC sono stati designati, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti funzionari e collaboratori dell'ISPRA:
- Ing. Giuseppe Di Marco;
  - Ing. Daniele Spizzichino;

#### **ATTI NORMATIVI**

- Visto il Decreto Legislativo n. 152/06 e s.m.i. Parte Seconda concernente le Procedure per la Valutazione Ambientale Strategica (VAS), per la Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) e per l'Autorizzazione Ambientale Integrata (IPPC);
- 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 1";
- ML* 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 1 del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372", pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 1355 del 13 giugno 2005;
- visto il Decreto Ministeriale 1 ottobre 2008 "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 1 del decreto

- legislativo 18 febbraio 2005, n. 59, pubblicato sul S.O. alla Gazzetta Ufficiale n. 51 del 3 marzo 2009;
- visto il Decreto Ministeriale 19 aprile 2006, recante il calendario delle scadenze per la presentazione delle domande di autorizzazione integrata ambientale all'autorità competente statale pubblicato sulla G.U. n. 98 del 28 aprile 2006;
- visto l'articolo 6 comma 16 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. che prevede che l'autorità competente rilasci l'autorizzazione integrata ambientale tenendo conto dei seguenti principi:
- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;
  - non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;
  - deve essere evitata la produzione di rifiuti, a norma della Parte IV del decreto legislativo 152/2006 e s.m.i.; 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 della medesima Parte IV decreto citato;
  - 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 inoltre l'articolo 29-sexies, comma 3, del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., a norma del quale "i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicato l'impianto";
- visto l'articolo 29-septies del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità ambientale;
- visto l'articolo 4, comma 5, del D.Lgs. 128 del 29.06.2010 il quale stabilisce che "le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento";
- visto che con l'emanazione del Decreto Legge 09 febbraio 2012, n. 5 "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo" (art. 24) (c.d. "Decreto Semplificazioni"), convertito dalla Legge 04 aprile 2012, n. 35, è stato modificato l'Allegato VIII della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 riportante l'elenco delle categorie industriali oggetto di autorizzazione integrata ambientale. La categoria delle attività energetiche è stata integrata con il titolo "1.4-bis terminali di rigassificazione e altri impianti localizzati in mare su piattaforme off-shore".
- visto che, A seguito della emanazione del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 art. 35, coordinato con la Legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134 "Misure urgenti per la crescita del Paese" (pubblicato nel Supplemento ordinario n. 171/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 187 dell'11 agosto 2012), è stato

modificato l'articolo 6 comma 17 del D.Lgs 152/06 riaprendo la possibilità, per chi è già in possesso dei titoli minerari, mediante richiesta di compatibilità ambientale, di procedere con eventuali progetti di sviluppo.

## **ATTI ED ATTIVITÀ ISTRUTTORIE**

Esaminate la domanda di autorizzazione integrata ambientale e la relativa documentazione tecnica allegata, presentate, ai sensi dell'art. 29 ter del D.Lgs. 152/06 quale procedimento integrato a quello di VIA in corso di istruttoria, dalla società EDISON S.p.A. con sede legale Foro Buonaparte, 31 20121 Milano in data 15/11/2012 e acquisita dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con prot. DVA-2012-0028232 del 22/11/2012, relativamente "Concessione di coltivazione B.C8.LF – Mare Adriatico, Off-shore a circa 20 Km dalla costa. Piattaforma Rospo Mare A-B-C";

la documentazione integrativa volontaria trasmessa da EDISON S.p.A. con nota del 26/07/2013, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2013-0018077 del 31/07/2013, acquisita agli atti della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00-2013-0001640 del 04/09/2013;

esaminata la documentazione prodotta da ISPRA nell'ambito di uno specifico Accordo di Programma che garantisce il supporto alla Commissione nazionale IPPC, e precisamente:

- la relazione istruttoria vers1 datata 28/06/2013 acquisita al protocollo della Commissione AIA/IPPC con il n. CIPPC-00-2013-0001298 del 01/07/2013;
- la relazione istruttoria vers2 datata 25/09/2013 acquisita al protocollo della Commissione AIA/IPPC con il n. CIPPC-00-2013-0001797 del 26/09/2013;
- il piano di monitoraggio e controllo del 14/10/2013 prot. CIPPC-00-2013-0001907 del 14/10/2013;
- il piano di monitoraggio e controllo rev. 2 del 19/01/2014 prot. CIPPC-002014-0000210 del 24/01/2014

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 Miglior 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 Miglior Tecniche Disponibili: Sistemi di monitoraggio - GU n.135 del 13 giugno 2005 (Decreto 31 gennaio 2005);
- Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle Migliori Tecniche Disponibili, in materia di raffinerie, per le attività elencate nel D.Lgs 152/2006 e s.m.i.;
- DM 2008 1 ottobre (GURI) 3 marzo 2009 n° 51 "Impianti di

MM



- combustione”;
- esaminati i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione della Direttiva 96/61/CE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 e s.m.i. rappresenta recepimento integrale, e precisamente:
- Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
  - Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries - Febbraio 2003;
  - Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;
  - Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage - Luglio 2006;
  - Reference Document on Energy Efficiency Techniques (ENE) - Febbraio 2009;
  - Reference Document on General Principles of Monitoring - Luglio 2003;
  - Reference Document on Best Available Techniques in Waste Water and Gas Treatment/Management System in Chemical Sector - Febbraio 2003
  - Reference Document on Best Available Techniques in Waste treatment industries - Agosto 2006
- visto il verbale della riunione del Gruppo Istruttore tenutasi in data 01/10/2013, avente prot. CIPPC-00\_2013-0001840 del 02/10/2013;
- considerato che i componenti del gruppo Istruttore hanno espresso, con nota prot. CIPPC-00-2013-1847 del 03/10/2013 il proprio assenso ai contenuti della bozza di Parere Istruttorio Conclusivo (PIC), trasmesso conformemente a quanto concordato nel corso della riunione del 01/10/2013.

considerate le note del Ministero dell'Ambiente Prot.1914/95/SIAR del 03/07/1995 e Prot.2546/95/SIAR del 08/09/1995.

esaminato il verbale della Conferenza di Servizi tenutasi in data 13 gennaio 2014 U.prot. DVA-2014-0001002 del 16/01/2014, recepito dalla Commissione Istruttoria con prot. CIPPC-00\_2014-0000133 del 17/01/2014

**EMANA**  
**il seguente PARERE**

## ATTIVITA' AUTORIZZATA

<b>Denominazione impianto</b>	Complesso produttivo Piattaforme Rospo Mare A-B-C - EDISON S.p.A.
<b>Indirizzo</b>	Edison S.p.A., Via Atemo, 49 - 66020 San Giovanni Teatino (CH) Concessione di Coltivazione < B.C8.LF > Mare Adriatico, Off-shore a circa 20 Km dalla costa. Piattaforme Rospo Mare A-B-C
<b>Sede Legale</b>	Edison S.p.A. Foro Buonaparte 31, 20121 Milano
<b>Tipo impianto</b>	Impianto esistente, nuova autorizzazione a seguito di ampliamento
<b>Codice e attività IPPC</b>	Categoria 1.4 bis - Terminali di rigassificazione e altri impianti localizzati in mare su piattaforme off-shore Classificazione NACE: Estrazione di petrolio greggio Codice: 06.10 Classificazione NOSE-P: N.A. Codice: N.A.
<b>Numero di addetti</b>	Numero di addetti previsti: Piattaforme non presidiate.
<b>Periodicità dell'attività</b>	Continua
<b>Gestore e Rappresentante legale</b>	Ing. Pio Sarracco Edison S.p.A., Foro Buonaparte 31 - Milano (MI) - 20121
<b>Referente IPPC</b>	Nicolò Fantin - EDISON SPA Foro Buonaparte 31, 20121 Milano
<b>Sistema di gestione ambientale</b>	ISO 14001
<b>Impianto a rischio di incidente rilevante</b>	NO
<b>Procedimenti penali in corso</b>	-

<b>Effetti transfrontalieri</b>	No
---------------------------------	----

## INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

Le Piattaforme Rospo Mare A-B-C sono situate nelle acque territoriali italiane, prospiciente alla costa abruzzese, più precisamente al largo della costa compresa fra Vasto e Termoli, e ricade nella concessione di coltivazione denominata "B.C8.LF".

La Concessione B.C8.LF è situata nell'offshore Adriatico, in profondità d'acqua variabile fra 65 e 80 metri.

La piattaforma Rospo Mare B è localizzata oltre il limite di 5 miglia nautiche dalla linea base della costa italiana ed entro il limite delle 12 miglia nautiche dalle aree marine e costiere protette presenti nell'area.

Con l'emanazione del D.Lgs 128/2010 (G.U. n. 186 dell'11 agosto 2010 - Suppl. Ordinario n. 184) "Modifiche e integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69", veniva nello specifico modificato il comma 17 dell'art. 6, imponendo il divieto di attività di ricerca e di prospezione di idrocarburi all'interno delle aree marine protette ed entro le 12 miglia marine dal confine delle stesse.

Con l'emanazione da parte di UNMIG del Decreto Direttoriale 22 marzo 2011, all'art 32 "Applicazione del decreto legislativo 128/2010" erano concesse le autorizzazioni ai progetti ricadenti nel campo di applicazione del comma 17 dell'art. 6 del D.Lgs 152/06 purché provvisti di programmi di manutenzione già autorizzati, che fossero finalizzati al ripristino dei livelli produttivi mineralizzati, e di progetti già approvati a monte dell'emissione del D.Lgs 128/2010.

Con l'emanazione del Decreto Legge 09 febbraio 2012, n. 5 "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo" (art. 24) (c.d. "Decreto Semplificazioni"), convertito dalla Legge 04 aprile 2012, n. 35, è stato modificato l'Allegato VIII della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 riportante l'elenco delle categorie industriali oggetto di autorizzazione integrata ambientale. La categoria delle attività energetiche è stata integrata con il titolo "1.4-bis terminali di rigassificazione e altri impianti localizzati in mare su piattaforme off-shore".

A seguito dell'emanazione del "Decreto Semplificazioni", Il MATTM ha pubblicato una nota esplicativa per la corretta applicazione del punto 1.4bis introdotto dal D.Lgs 5/2012, con protocollo n. "DVA-2012-0008453". Tale nota esplicativa indica come assoggettabili alla istanza di AIA solo le piattaforme con emissioni significative, tralasciando le altre.

A seguito della emanazione del Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 art. 35, coordinato con la Legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134 "Misure urgenti per la crescita del Paese" (pubblicato nel Supplemento ordinario n. 171/L alla Gazzetta Ufficiale - serie generale - n. 187 dell'11 agosto 2012), è stato modificato l'articolo 6 comma 17 del D.Lgs 152/06 riaprendo la possibilità, per chi è già in possesso dei titoli minerari, mediante richiesta di compatibilità ambientale, di procedere con eventuali progetti di sviluppo.

## INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'AREA

La Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – United Nations Convention on the Law of the Sea) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

Gli aspetti trattati dalla convenzione riguardano la definizione delle responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e la definizione del regime giuridico per le zone marine definite "Mare Territoriale", "Zona Contigua", "Zona Economica Esclusiva", "Piattaforma Continentale", "Alto Mare" e "Area Internazionale dei Fondi Marini":

Mare Territoriale: i cui limiti (Art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (Art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (Art. 2);

Zona Contigua (Art. 33): definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione.

Zona Economica Esclusiva (ZEE): la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (Art. 55) e si estende fino a 200 miglia marine dalle linee di base (Art. 57). All'interno della ZEE lo Stato costiero gode (Art. 56) di diritti sovrani nelle masse d'acqua sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino.

Piattaforma Continentale: comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del mare territoriale dello Stato costiero attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore (Art. 76).

Alto Mare: comprende tutte le aree marine non incluse nella zona economica esclusiva, nel mare territoriale o nelle acque interne di uno Stato, o nelle acque arcipelagiche di uno Stato-arcipelago (Art. 86).

Area Internazionale dei Fondi Marini: è rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all'esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed è insieme alle sue risorse patrimonio comune dell'Umanità (Art. 136).

Il tratto di mare ed il relativo fondale interessato dalle Piattaforme Rospo Mare A-B-C ricadono all'interno della Mare Territoriale, su cui, in base all'Art. 2, Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo.

Come stabilito dall'art. 21, lo Stato costiero può emanare leggi e regolamenti, conformemente alle disposizioni della Convenzione UNCLOS e ad altre norme del diritto internazionale, relativamente al passaggio inoffensivo attraverso il proprio mare territoriale, in merito a tutte o a una qualsiasi delle seguenti materie:

- sicurezza della navigazione e regolamentazione del traffico marittimo;
- protezione delle attrezzature e dei sistemi di ausilio alla navigazione e di altre attrezzature e installazioni;
- protezione di cavi e condotte;
- conservazione delle risorse biologiche del mare;
- prevenzione delle violazioni delle leggi e dei regolamenti dello Stato costiero relativi alla pesca;

- preservazione dell'ambiente dello Stato costiero e prevenzione, riduzione e controllo del suo inquinamento;
- ricerca scientifica marina e rilievi idrografici;
- prevenzione di violazioni delle leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari o di immigrazione dello Stato costiero.

### Convenzione di ESPOO

La convenzione sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero, firmata ad Espoo il 25 Febbraio 1991 e ratificata dall'Italia con Legge No. 640 del 3 Novembre 1994, è entrata in vigore il 10 Settembre 1997. Tale documento si prefigge di rispondere alla necessità di limitare gli impatti ambientali di alcuni settori di attività con particolare riferimento ai contesti transfrontalieri, ovvero per quei progetti i cui effetti in un'area sotto la giurisdizione di una Parte o Stato siano riconducibili ad attività localizzate interamente o parzialmente in una area sotto la giurisdizione di un'altra Parte o Stato. La convenzione di Espoo è stata firmata dalla Repubblica di Malta in data 20 Ottobre 2010 ed è entrata in vigore in data 18 Gennaio 2011.

Le piattaforme Rospo Mare A-B-C è situata a circa 60 miglia nautiche dalle isole della Croazia.

### Principali vincoli sul territorio interessato

Le aree facenti parte della Rete Natura 2000 sono localizzate nel tratto di costa antistante l'area dove sono localizzate le piattaforme Rospo Mare A-B-C. L'unico vincolo esistente è quello relativo al diniego di attività di prospezione e coltivazione di idrocarburi per le attività che rientrano nel raggio di 12 miglia dal confine delle aree protette e marine protette, secondo quanto indicato nel II Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 "Modifiche ed integrazioni al D.Lgs 152/06 art.6 comma 17".

Tale comma è stato recentemente modificato dal D.L. 35/2012 confermando il diniego di nuove attività entro il limite delle 12 miglia dal limite di costa o dai perimetri delle aree protette e marine protette, esentando quelle già autorizzate e le concessioni già rilasciate alla data di emanazione del D.Lgs 128/2010, precedente decreto di aggiornamento al D.Lgs 152/06. Le piattaforme Rospo Mare A-B-C erano già in possesso dei titoli e delle concessioni minerarie alla data di emanazione del D.Lgs 128/2010, pertanto può continuare con le sue attività di coltivazione di idrocarburi.

## ASSETTO PRODUTTIVO ATTUALE (Piattaforme Rospo Mare A-B-C)

### DESCRIZIONE DELLA STRUTTURA ESISTENTE ROSPO MARE A-B-C

Il giacimento è situato ad una profondità di circa 1300 m sotto il livello del mare ed il suo sviluppo è iniziato nel 1982 a seguito della perforazione di tre pozzi sperimentali. I risultati ottenuti dopo un periodo di prove di produzione hanno dimostrato che la tipologia dei pozzi più adatta alla coltivazione del giacimento erano i pozzi orizzontali.

Nel corso della vita produttiva del campo, attraverso il controllo dei parametri erogativi di pressione, portata e temperatura dei pozzi, e grazie alla corretta gestione del giacimento stesso, si è potuto constatare come la pressione dei pozzi non abbia mai manifestato alcun declino, mantenendo sino ad oggi un acquifero attivo che garantisce la produzione spontanea dei pozzi.

Sulla piattaforma RSM-B sono dislocate delle teste pozzo che, attraverso dei tubing di produzione, sono collegate con il giacimento mineralizzato ad olio greggio. Sulla piattaforma sono presenti apparecchiature per la separazione del gas e dell'acqua associati al greggio prodotto dal campo, come riportato nei successivi paragrafi. La Piattaforma è collegata, mediante condotte sottomarine denominate sea line, alle piattaforme Rospo Mare A (RSM-A) e Rospo Mare C (RSM-C) adiacenti.

Tutta la produzione proveniente dalle piattaforme Rospo Mare A, Rospo Mare C e Rospo Mare B viene inviata al galleggiante FSO per lo stoccaggio, previa stabilizzazione del greggio sulla piattaforma RSM-B, mediante linea di collegamento (sea line) tra quest'ultima e FSO.

### DESCRIZIONE DEL SISTEMA PRODUTTIVO

#### Generalità

Sulla piattaforma RSM-B confluisce il greggio estratto attraverso i pozzi dislocati sulla stessa struttura e in arrivo dalle piattaforme adiacenti RSM-A e RSM-C, e convogliato, dopo il riscaldamento, nei separatori per la separazione della fase liquida da quella gassosa. Il gas è inviato alla torcia, mentre il greggio è inviato per lo stoccaggio al galleggiante FSO adiacente.

Di seguito si riportano le emissioni derivanti dall'esercizio della piattaforma:

- Emissioni in atmosfera da combustione:
  - combustione in torcia del gas associato al greggio;
  - combustione di gasolio nelle caldaie per il riscaldamento del greggio,
  - combustione di gasolio, durante le attività di emergenza dovute dalla motopompa antincendio diesel di emergenza, dal gruppo elettrogeno diesel di emergenza, dalla moto gru di emergenza,
- Emissione in atmosfera dagli sfiati dei serbatoi e delle valvole di sicurezza.
- Produzione di rifiuti dovute alle attività di manutenzione programmata.
- Emissioni acustiche dovute all'esercizio delle apparecchiature.

Per quanto riguarda gli scarichi idrici, vengono disperse in mare, mediante invio in un sump caisson, le sole acque meteoriche per le quali non sussiste rischio di contaminazione. Le acque con possibili contaminazioni di idrocarburi vengono separate dagli stessi, inviate a terra e gestite come rifiuto.

## Capacità produttiva -

Secondo quanto dichiarato dal Gestore, nella presente domanda di AIA, la capacità produttiva di tutto il Campo Rospo Mare non può superare la soglia dei 1.785 m<sup>3</sup>/giorno (3.570 m<sup>3</sup>/giorno di portata di gas inviato in torcia considerando un G.O.R. =2), ossia 651.625 m<sup>3</sup>/anno. Inoltre, il Gestore dichiara che a causa del naturale depletamento del giacimento negli anni, allo stato attuale, la produzione di greggio è pari a circa 208.785 m<sup>3</sup>/a (anno 2011), valore piuttosto ridotto rispetto alla soglia autorizzata.

## DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ

Sulle piattaforme RSMA e RSMC sono dislocati rispettivamente n. 10 e 9 pozzi per la produzione di greggio. Il greggio estratto dai pozzi non subisce alcuna trasformazione chimico/fisica sulle piattaforme ed è veicolato mediante condotte sottomarine direttamente alla piattaforma RSMB, dove avviene la separazione del gas associato.

Le unità che costituiscono la piattaforma Rospo Mare B e che sono impiegate nel processo produttivo finalizzato alla produzione di olio greggio sono le seguenti:

- Unità M1 – Teste pozzo;
- Unità M2 – Riscaldatori ad olio diatermico;
- Unità M3 – Trattamento Olio (separazione trifase acqua olio e gas);
- Unità M4 – Spedizione Olio e reiniezione acque di strato;
- Unità M5 – Sistema di Alimentazione di emergenza di energia elettrica (E.E.);
- Unità M6 – Aria strumenti e servizi;
- Unità M7 – Stoccaggio diesel;
- Unità M8 – Sistema di reiniezione acque di strato;
- Unità M9 – Torcia;
- Unità M10 – Raccolta drenaggi;
- Unità M11 – Sistema antincendio;
- Unità M12 – Attrezzature di soccorso;
- Unità M13 – Gru servizio;
- Unità M14 – Sistema di Telecontrollo;
- Unità M15 – Sistema di rilevazione fuga gas;

Unità M16 – Sistema di rilevazione incendio.

Tutte le apparecchiature sono sottoposte a manutenzione secondo sistema programmato previsto anche nell'ambito del sistema di gestione certificato ISO 14001 e OHSAS 18001.

### **Unità M1 - Teste Pozzo**

Il greggio estratto dal giacimento è veicolato verso le facilities di superficie mediante condotte denominate flow line.

Sulla piattaforma RSM-B sono presenti 12 pozzi (RSM210÷215 e RSM221÷227). Tranne il pozzo RSM 210, gli altri sono tutti orizzontali (rif. Figura 3) e dotati di un unico completamento (tubo o stringa) dedicato alla sola produzione di greggio. Il pozzo RSM 210 è dotato di doppio completamento, a cui corrispondono due specifiche string perforate a profondità differenti delle quali, una dedicata alla produzione di greggio attraverso una specifica formazione geologica, mentre la seconda è adibita alla reiniezione in unità geologica profonda (water injection), in un livello differente, di acqua di strato separata dal greggio.

I tubini di produzione e le string sono inglobati nei casings per la protezione dagli agenti atmosferici e dall'azione corrosiva dell'acqua di mare.

Le teste pozzo sono dotate di valvole idrauliche di fondo SCSSV e di valvole di superficie atte ad interrompere il flusso di greggio in caso di emergenza o anomalia dell'impianto. Ogni pozzo è altresì equipaggiato di un sistema di rilevazione continua della pressione, portata e temperatura del greggio. Sia le valvole di fondo che di superficie fanno parte di un sistema automatico di sicurezza che garantisce la loro chiusura in maniera autonoma in caso di particolari condizioni dettate dalla variazione dei parametri sopra descritti (es. fuga gas, incendio, altapressione, etc.).

La centrale di Santo Stefano Mare, sita in località Torino di Sangro (CH), controlla tutti i parametri di produzione e di erogazione delle teste pozzo attraverso un sistema di telecontrollo a distanza, con possibilità di regolazione delle portate e chiusura delle valvole automatiche di sicurezza presenti sui pozzi.

### **Unità M2 – Riscaldatori ad olio diatermico**

Per aumentare l'efficienza di separazione nell'Unità M3, il greggio estratto viene inviato nei due scambiatori ad olio diatermico al fine di aumentarne la temperatura a circa 80°C e facilitare la separazione tra fase liquida e fase gassosa.

Il calore necessario al riscaldamento dell'olio è prodotto da n. 2 caldaie Therma (FA101A e FA101B), di cui una in esercizio e l'altra in standby, con potenza nominale di 6 MWt, alimentate con combustibile diesel con un tenore di zolfo < 0.1%.

Lo scambio termico avviene mediante degli scambiatori a fascio tubiero (EC101B-EC101C in servizio e EC101A-EC102-EC103A-EC03B-EC103C attualmente fuori servizio) ove circola il fluido di giacimento e l'olio diatermico in controcorrente, per aumentare lo scambio termico tra i fluidi.

Il ciclo dell'olio diatermico è chiuso ed è presente un serbatoio di stoccaggio (DA105) da 20 m<sup>3</sup>, con punto di emissione E7.

### **Unità M3 - Trattamento olio**

Al fine di separare la fase gassosa da quella liquida, il greggio in uscita dall'Unità M2, alla



temperatura di 80°C, è inviato in un separatore orizzontale (DS101B) che opera a pressione atmosferica. All'interno del separatore si completa il processo di stabilizzazione del greggio, il quale viene anche privato della componente volatile.

La fase gassosa è inviata alla torcia per la completa combustione, mentre il greggio è inviato alla fase M4.

In adiacenza al separatore DS101B è situato un altro separatore orizzontale (DS101A) attualmente fuori servizio. I separatori sono dotati di valvola di sicurezza PSV che si attiva in caso di sovrappressione.

Le valvole di sicurezza collettano nel serbatoio dreni chiusi DA106/A, la cui sezione superiore è a sua volta collegata alla torcia tramite linea rigida per il convogliamento di eventuali gas. I separatori di produzione sono situati a quota +25,5 con unico punto di emissione E9.

#### **Unità M4 - Spedizione olio**

Tutto il fluido stabilizzato nell'Unità M3 è inviato allo stoccaggio nel galleggiante FSO con pompe elettriche e mediante condotta in acciaio da 8".

Sul galleggiante FSO avviene l'ultimo stadio di separazione, quello tra il greggio e le acque di strato presenti, per decantazione.

#### **Unità M5 - Sistema di Alimentazione principale e di Emergenza di energia elettrica**

L'alimentazione delle apparecchiature azionate mediante energia elettrica è fornita dal galleggiante FSO. Nel caso in cui ci fosse una interruzione nella distribuzione di energia elettrica si aziona automaticamente il motogeneratore diesel di emergenza (PY101), con punto di emissione E5. Il motogeneratore è predisposto per l'avviamento automatico tramite un dispositivo di commutazione automatica, installato sul quadro di distribuzione di emergenza, che garantisce l'alimentazione delle utenze preferenziali.

#### **Unità M6 - Aria strumenti**

Per eludere l'impiego di gas naturale, per la strumentazione della piattaforma RSM-B è previsto l'utilizzo di aria debitamente compressa mediante elettrocompressore (UB102). A valle dell'elettrocompressore sono presenti i filtri e due accumulatori da 4m<sup>3</sup> ciascuno per l'alimentazione sia dell'aria servizi (DA113) e dell'aria strumenti (DA114).

#### **Unità M7 - Stoccaggio diesel**

Il gasolio impiegato per le caldaie ad olio diatermico, per il motogeneratore di emergenza, per la motopompa antincendio e per la gru di servizio, è stoccato nel serbatoio DA109, da 100 m<sup>3</sup>, con punto di emissione E8. Il gasolio viene utilizzato, oltre per il riscaldamento del greggio, come Flussante per abbassarne il grado di viscosità, favorirne la separazione e il trasporto.

#### **Unità M8 - Sistema acque di strato**

Le acque, prive dall'aliquota idrocarburica e delle medesime caratteristiche di composizione delle acque presenti nel giacimento ed estratte durante la produzione, sono inviate dapprima nel serbatoio dedicato presente sul supply vessel, successivamente al serbatoio ID101 su RSM-B e da qui inviate mediante apposite pompe in unità geologica profonda nel pozzo RSM 210. L'attività di reiniezione

è regolarmente autorizzata (Autorizzazione Decreto n. DEC/DPM/2245 del 26/11/2004 del MATTM, e DPN-DEC-2009-0001445 del 16/10/2009).

Prima della reiniezione nel pozzo RSM 2010 vengono miscelati prodotti chimici alle acque di processo al fine di:

- prevenire la corrosione delle condotte, mediante 40 ppm di anticorrosivo CHIMEC 1165, durante il trasferimento verso il suppli vessel;
- evitare la proliferazione batterica attraverso 1000 ppm di biocida CHIMEC 7564 o CHIMEC 7565 (utilizzati in alternativa), durante il trasferimento verso il suppli vessel;
- deossigenare le acque in fase di reiniezione, mediante 200 ppm di CHIMEC 4063, durante la fase di reiniezione.

Come si evince dalla precedente istanza di autorizzazione (del 2009), allegata (Allegato A21), sono prescritti ed effettuati controlli periodici mediante laboratorio di ARPAM (Allegato B26), della Regione Molise, nei seguenti punti di campionamento:

- sul separatore della piattaforma RSM-B;
- sulla valvola manuale posizionata a monte della testa pozzo adibita alla reiniezione
- sulla valvola manuale lungo la linea di trasferimento verso il supply vessel

Dai monitoraggi effettuati da ARPAM nel mese di febbraio 2012, le acque reiniettate presentano un basso contenuto di idrocarburi ed una elevata salinità, tipica delle acque di strato.

Secondo l'autorizzazione del 16/10/2009, la quantità massima reiniettabile di acque di strato è pari a 30.000 m<sup>3</sup>/anno e 1.000 m<sup>3</sup>/giorno.

La quantità di acqua di reiniezione inviata in unità geologica profonda per il 2011 è pari a 662,219 m<sup>3</sup>.

Il gestore con la documentazione integrativa volontaria, trasmessa da EDISON S.p.A. con nota del 26/07/2013, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2013-0018077 del 31/07/2013, ed acquisita agli atti della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00-2013-0001640 del 04/09/2013, ha comunicato che le attività di reiniezione dell'acqua di strato non sono più programmate, in quanto la produzione del Campo Rospo è attualmente anidra.

### **Unità M9 - Torcia**

La torcia è impiegata per la completa combustione del gas associato all'olio greggio prodotto. Il gas di processo, prima di essere convogliato in torcia, viene raffreddato tramite aereorefrigeratori EB101A/B, e successivamente convogliato in due scrubber DS201/DS203, dove vengono segregati eventuali liquidi trascinati dalla corrente gassosa.

La portata massima di gas in torcia in esercizio è pari a circa 3.570 m<sup>3</sup>/giorno (secondo quanto dichiarato dal Gestore).

La torcia è dimensionata per la massima capacità di progetto ed ha un'efficienza di combustione pari al 99% espresso come  $CO_2/(CO_2+CO)$ , come da D.Lgs 152/06, Allegato I alla Parte V, parte IV, sezione 2, nota in fondo al cap. 2.2.

### **Unità M10 - Raccolta drenaggi e scarichi civili**

Al fine di ridurre gli oneri ambientali ed economici, sulla piattaforma RSM-B è effettuata la differenziazione dei drenaggi. I tipi di drenaggi presenti sono i seguenti:

- drenaggi chiusi per la raccolta di eventuali liquidi provenienti dai sistemi di sicurezza (es. valvole di sicurezza) o da svuotamento di capacità, costituiti principalmente da prodotti idrocarburici (greggio, gasolio, olio diatermico, etc.);
- drenaggi aperti e rete di raccolta delle acque meteoriche provenienti da aree classificate pericolose e non pericolose;
- acque meteoriche che ricadono sui grigliati non soggette a contaminazione;
- scarichi civili.

I dreni chiusi sono costituiti prevalentemente da prodotti idrocarburici (greggio, gasolio, olio diatermico etc.), raccolgono lo scarico di tutte le valvole di sicurezza e di tutte le capacità delle apparecchiature di processo della piattaforma RSM-B, e convogliano in un serbatoio di raccolta denominato DA106A.

I dreni aperti e le eventuali acque provenienti da aree classificate pericolose sono collettati al serbatoio di raccolta DA101B, nel quale avviene la separazione per decantazione tra parte oleosa e acqua. A mezzo di una pompa elettrica GX106B è possibile reimmettere nel ciclo produttivo del greggio la parte oleosa dal serbatoio DA101B, mentre la rimanente parte di acqua viene gestita come rifiuto e inviata a smaltimento tramite ditte esterne autorizzate. Le eventuali acque provenienti da aree classificate non pericolose sono collettate, tramite rete di raccolta, al sump caisson. Entrambi i sistemi di dreni aperti e dreni chiusi sono monitorati mediante telecontrollo dalla centrale Santo Stefano Mare, dalla quale è possibile gestire in qualsiasi momento eventuali situazioni di anomalia o regolare l'esercizio dell'impianto.

Nonostante le piattaforme siano non presidiate, essa è soggetta a manutenzioni ordinarie e straordinarie, pertanto, anche se in minime quantità, essa è soggetta a scarichi di tipo civile. Le acque nere e grigie provenienti da detti scarichi vengono inviate al sump caisson.

#### Unità M11 - Sistema antincendio

Le piattaforme sono provviste di un sistema antincendio che è costituito dalle seguenti protezioni:

- due sistemi per l'eliporto, uno ad acqua, l'altro a schiuma e polvere (twin agent). Entrambi i sistemi possono essere attivati contemporaneamente;
- un anello di distribuzione alimentato da tre pompe antincendio, due elettropompe da 150 m<sup>3</sup>/h ed una motopompa diesel di emergenza da 300 m<sup>3</sup>/h (punto emissione E4), che impiega acqua di mare. Sull'anello sono presenti dei nastri delle manichette sistemati nei diversi piani, in corrispondenza dei punti ove ne è stato previsto l'impiego;
- un sistema ad halon 1301 utilizzato nei locali elettricità, sanitario, refettorio e punto di raduno;
- estintori portatili a CO<sub>2</sub> e polvere da impiegare in caso di emergenza e sottoposti a controlli periodici per verificarne la carica.
- rete di cavi termosensibili distribuita lungo la piattaforma per rilevare la presenza d'incendio.

Il sistema antincendio utilizza acqua di mare in quanto quella potabile è adoperata per il personale tecnico durante le attività di presidio temporaneo e parzialmente per il processo produttivo all'occorrenza.

### **Unità M12 - Attrezzature di soccorso**

Le piattaforme sono provviste di n. 2 scialuppe di salvataggio da n. 50 posti ciascuna per l'eventuale evacuazione del personale durante le ore di presidio dovute alle attività di manutenzione, in quanto nelle restanti ore le piattaforme sono non presidiate. Sono previste n.4 zattere autogonfiabili di salvataggio nella zona delle apparecchiature di processo. Le piattaforme sono inoltre provvista di un kit di pronto soccorso e di barella.

### **Unità M13 - Gru servizio**

Per la movimentazione dei carichi, sul piano + 30,50 m è presente una gru di bordo (JD101), modello Mape (punto di emissione E10), alimentata a gasolio. L'attivazione della gru avviene solo durante condizioni di emergenza.

### **Unità M14 - Sistema di Telecontrollo**

Le piattaforme sono state progettate prevedendo la loro totale gestione attraverso il telecontrollo dalla Centrale Santo Stefano, presidiata con turnazione per 24 ore/giorno. Il telecontrollo avviene mediante sistema DCS (Data Communication System) la cui filosofia di funzionamento e controllo è gestita in automatico secondo il logigramma di sicurezza del campo; l'operatore della consolle nella centrale a terra può azionare a distanza singolarmente le valvole motorizzate, attivare o disattivare le pompe di processo, arrestare la produzione.

È presente anche un sistema PLC (Programmable Logic Controller), indipendente ma interfacciato con il DCS. Il PLC controlla il regolare funzionamento delle apparecchiature e dei dispositivi di controllo delle sicurezze, ed invia alla consolle della Centrale Santo Stefano Mare tutte le informazioni di processo e di regolazione, oltre che le eventuali anomalie e soglie di allarme. In condizione di presidio le piattaforme possono essere comandate manualmente. Tutte le apparecchiature sono azionate mediante aria strumenti.

### **Unità M15 – Sistema di rilevazione fuga gas;**

Le piattaforme sono dotate di un sistema di rivelazione contro le fughe di gas che prevede l'attivazione del sistema di blocco impianti e il concomitante avvio delle procedure automatiche di emergenza per il ripristino delle condizioni di sicurezza degli impianti in esercizio. Il sistema di rivelazione è supervisionato dalla Centrale di Santo Stefano Mare che effettua il telecontrollo delle piattaforme e ne rileva in continuo tutti gli allarmi direttamente nella sala controllo, costantemente presidiata. Le piattaforme sono inoltre provviste di un piano di emergenza (in linea con il D.Lgs 624/96) e di procedure specifiche da attuarsi in caso di emergenza, tra cui si annovera anche il "Piano di emergenza contro l'inquinamento da oli minerali SOPE PLAN".

### **Unità M16 – Sistema di rilevazione incendio.**

Le piattaforme sono provviste di un sistema di rilevamento incendio che provvede all'attivazione del sistema antincendio e delle rispettive procedure di blocco degli impianti e della produzione di greggio, tra cui è prevista l'apertura delle valvole di PSD della apparecchiature per la depressurizzazione del gas naturale alla torcia sulla piattaforma RSM-B.

In caso di incendio è prevista l'attivazione della motopompa antincendio che impiega l'acqua di mare per l'estinzione dell'incendio e per la refrigerazione delle apparecchiature limitrofe al fine di limitarne gli effetti e le aree di possibile danno. Sono altresì presenti sistemi di estinzione portatile da utilizzare direttamente dal personale tecnico presente durante le attività di presidio.

Secondo il D.P.R. 151/2011, le piattaforme sono provviste di CPI, come riportato nell'Allegato A22.

La società Edison SpA, nell'ambito della certificazione ISO 14001 e OHSAS 18001, ha sviluppato ed implementato nel tempo un sistema di gestione integrato ambiente e sicurezza SGI, ove sono previste specifiche istruzioni di lavoro in linea con la normativa vigente e gli standard di settore, che forniscono un elemento utile ed indispensabile da impiegare durante le casistiche di emergenza e per la formazione continua del personale tecnico.

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten signature)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

*(Handwritten mark)*

## CONSUMI E STOCCAGGIO MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI

Il presente capitolo riporta il bilancio di materia in entrata ed uscita per le attività della Piattaforma Rospo Mare B. così come riportate dal Gestore nella documentazione allegata alla domanda di AIA. Nella tabella seguente sono riepilogati i dati dei flussi di materie prime, parte storica e alla capacità produttiva per le attività della piattaforma RSM-B.

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica) *					Anno di riferimento: 2011						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Gasolio	ENI S.p.A.	/	M2/5/7/12/13	liquido	68334-30-5	Gasolio autotrazione	99	-	-		833 m <sup>3</sup>
Anticorrosivo	Chimec SpA	/	M8	liquido		Chimec 1165					5,67 m <sup>3</sup>
Battericida				liquido		Chimec 7564 o Chimec 7565					
Deossigenante				liquido		Chimec 4063					
Olio diatermico (1)	Elf	/	M2	liquido	-	-	-	-	-	-	(ciclo chiuso)
Olio lubrificazione	Eni SpA	/	(come lubrificante per motori)	liquido	64742-54-7 64741-95-3	Olio Ote 100	80 19				1,8 t

B.1.1 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)											
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Fasi R	Fasi S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Gasolio	ENI S.p.A.	/	M2/5/7/12/13	liquido	68334-30-5	Gasolio autotrazione	99	-	-		2.605 m <sup>3</sup>
Anticorrosivo	Chimec SpA	/	M8	liquido		Chimec 1165					18 m <sup>3</sup>
Battericida				liquido		Chimec 7564 o Chimec 7565					
Deossigenante				liquido		Chimec 4063					
Olio diatermico	Elf	/	M2	liquido	-	-	-	-	-	-	(ciclo chiuso)
Olio lubrificazione	Eni SpA	/	(come lubrificante per motori)	liquido	64742-54-7 64741-95-3	Olio Ote 100	80 19				6 t

Per la piattaforma RSM-B sono individuati i flussi in ingresso per le materie prime impiegate nel ciclo produttivo, e riportate nei paragrafi successivi. Le materie prime che interessano il ciclo produttivo di Rospo Mare sono le seguenti:

- acqua di mare
- combustibili
- additivi chimici

L'utilizzo delle materie prime è circoscritto a determinate attività, quali l'antincendio, il trattamento del greggio.

**Acqua mare**

L'acqua di mare è impiegata nel processo produttivo e nei rari casi in cui si necessita dell'utilizzo dei mezzi antincendio. L'acqua non è stoccata in un serbatoio ma prelevata direttamente dal mare. Edison SpA, per far fronte alle eventuali situazioni di emergenza è provvista anche di un piano di antinquinamento marino (Piano di emergenza contro l'inquinamento da oli minerali SOPE PLAN in conformità con la Reg. 26 dell'Allegato I MARPOL 73/78) con l'attivazione di contrattiste specializzate e della capitaneria di Termoli.

La quantità impiegata di acqua di mare impiegata è desunta dalla portata delle pompe di trasferimento e dalle stime delle ore di esercizio. Per il 2011 la quantità di acqua impiegata è pari a 390 m<sup>3</sup>.

## Acqua potabile

L'acqua potabile è impiegata per gli scarichi civili, in concomitanza delle attività di presidio temporaneo. L'acqua è stoccata in un serbatoio e trasportata in piattaforma mediante supply vessel. La quantità impiegata di acqua potabile utilizzata nel 2011 è pari a 100 m<sup>3</sup>.

## Combustibili

Il combustibile principale utilizzato per le apparecchiature è il gasolio, con percentuale di zolfo < 0,1% secondo quanto indicato nel D.Lgs 155/2011, in recepimento della direttiva 2009/30/CE. Il gasolio è stoccato nel serbatoio DA109 da 100 m<sup>3</sup> ed è individuabile nell'Allegato B22. Altresi, viene utilizzato anche del propano, stoccato in bombole, per l'accensione a distanza della torcia, la cui quantità utilizzata non è stimabile. La quantità di gasolio impiegata nel corso del 2011 è stata di 833 m<sup>3</sup>.

## Chemicals e additivi

La piattaforma RSM-B utilizza le seguenti materie prime come chemicals e/o additivi:

- chemicals utilizzati per la fase di reiniezione delle acque di strato;
- olio di lubrificazione impiegato come lubrificante;
- antischiuma Nalco 9242 A

I principali chemicals sono impiegati per il trattamento delle acque di strato durante le attività di reiniezione nel pozzo Rospo Mare 210.

L'antischiuma Nalco è iniettato nel separatore tra fase liquida e gassosa.

La quantità di additivi chimici impiegata nel corso del 2011 è stata di 5,67 m<sup>3</sup>.

L'olio di lubrificazione è impiegato per le apparecchiature meccanica in movimento, come lubrificante. Esso è contenuto all'interno delle apparecchiature e sostituito durante le attività di manutenzione.

La quantità di olio di lubrificazione rimpinguata negli impianti per il 2011 è di 1,80 ton.

## Acqua di strato reiniettata

Il gestore con la documentazione integrativa volontaria, trasmessa da EDISON S.p.A. con nota del 26/07/2013, acquisita agli atti del MATTM con E.prot. DVA-2013-0018077 del 31/07/2013, ed acquisita agli atti della Commissione AIA-IPPC con prot. CIPPC-00-2013-0001640 del 04/09/2013, ha comunicato che le attività di reiniezione dell'acqua di strato non sono più programmate, in quanto la produzione del Campo Rospo è attualmente anidra.

## EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le emissioni in atmosfera per le piattaforme RSM-A-B-C sono generate dalla combustione di gas naturale, di gasolio e dai vapori emessi dai serbatoi di stoccaggio. Per i punti di emissione della piattaforma RSM-B, riconducibili alle caldaie a olio diatermico e per gli effluenti gassosi inviati alla torcia, vengono effettuati controlli periodici come da scadenziario previsto dal sistema di gestione SGI multi sito.

L'Ufficio Chimico dell'UNMIG di Roma, effettua campionamenti periodici del gas di alimentazione della torcia installata sulla piattaforma "RSM-B", i cui risultati sono riportati nelle relazioni tecniche di seguito elencate:

- Relazione n° 2059/LS del 1996 (MICA-Servizio Chimico) - emissione di SO<sub>2</sub> = 8,52 Kg/h;
- Relazione n° 2081/E3 del 2001 (MAP-Ufficio Chimico)- emissione di SO<sub>2</sub> = 11,18 Kg/h;
- Relazione n° 2083/E3 del 2003 (MAP-Ufficio Chimico)- emissione di SO<sub>2</sub> = 10,18 Kg/h;
- Relazione n° 2085/E3 del 2005 (MAP-Ufficio Chimico)- emissione di SO<sub>2</sub> = 9,54 Kg/h;
- Relazione n° 531312 del 15/09/2011 (Div. V dell'UNMIG ex Ufficio Chimico) - emissione di SO<sub>2</sub> = 10,41 Kg/h.

Nella tabella seguente vengono riportati i risultati dei monitoraggi relativi all'anno 2011 delle caldaie ad olio diatermico FA101A e FA101B presenti sulla piattaforma RSMB.

M



PARAMETRO		UNITÀ DI MISURA	FA101A (E1)	FA101B (E2)
Data campionamento		-	10/11/11	10/11/11
Diametro camino		m	0,60	0,60
Sezione		-	circolare	circolare
Temperatura effluenti		°C	227	271
Velocità		m/s	4,8	4,9
Portata effettiva umida		m <sup>3</sup> /h	4883	4885
Portata normalizzata umida		Nm <sup>3</sup> /h	2828	2458
Umidità		%	9,4	10
Portata normalizzata secca		Nm <sup>3</sup> /h	2379	2213
Polveri	Concentrazione polveri	mg/Nm <sup>3</sup>	5,4	5,4
	Valore corretto	mg/Nm <sup>3</sup>	10,5	10,5
	Flusso di massa	g/h	12,8	12,8
Ossidi di azoto	Concentrazione ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	50	50
	Valore corretto	mg/Nm <sup>3</sup>	98,8	98,8
	Flusso di massa	g/h	119	119
Ossidi di zolfo	Concentrazione Ossidi di zolfo (SO <sub>x</sub> )	mg/Nm <sup>3</sup>	<5	<5
	Valore corretto	mg/Nm <sup>3</sup>	<9,7	<9,7
	Flusso di massa	g/h	<11,9	<11,9
Monossido di carbonio	Concentrazione CO	mg/Nm <sup>3</sup>	251,5	251,5
	Valore corretto	mg/Nm <sup>3</sup>	486,8	486,8
	Flusso di massa	g/h	593,3	593,3
Anidride carbonica	Concentrazione CO <sub>2</sub>	% CO <sub>2</sub>	5,7	5,7
	Flusso di massa	kg/h	266,2	266,2
Ossigeno misurato		% O <sub>2</sub>	11,7	10,3
Ossigeno di riferimento		% O <sub>2</sub>	3,0	3,0

Caratteristiche dell'emissione delle caldaie FA101A e FA101B (monitoraggio anno 2011).

Nella tabella seguente sono riportati gli ultimi controlli effettuati sulla torcia mediante laboratorio accreditato ACCREDIA, e riferiti all'anno 2011. L'Allegato B26 alla documentazione AIA riporta i report effettuati per il controllo annuale delle emissioni, svolto sia dal laboratorio esterno, che dalla Divisione V di UNMIG (ex Ufficio Chimico).

PARAMETRO	% MOLARE	Kg/h
Elio	<0,01	<0,01
Azoto	13,07	7,39
Metano	12,10	3,91
Anidride carbonica	19,01	10,88
Etano	6,77	4,10
Propano	6,42	5,70
i-Butano	4,50	6,27
n-Butano	9,32	10,91
i-Pentano	7,22	10,49
n-Pentano	6,16	8,95
Esani + idrocarburi superiori	4,23	7,34
Idrogeno solforato	11,2	7,88
Ossigeno	<0,01	<0,01
Ossidi di azoto	<2,1	<0,01
Ossidi di zolfo	<5	<0,01
Monossido di carbonio	<1,3	<0,01

PARAMETRO	VALORE	UNITA' DI MISURA
Potere calorifico superiore	59392	KJ/Sm <sup>3</sup>
Potere calorifico superiore	62733	KJ/Nm <sup>3</sup>
Potere calorifico superiore	14189	Kcal/Sm <sup>3</sup>
Potere calorifico superiore	14987	Kcal/Nm <sup>3</sup>
Potere calorifico inferiore	54710	KJ/Sm <sup>3</sup>
Potere calorifico inferiore	57724	KJ/Nm <sup>3</sup>
Potere calorifico inferiore	13070	Kcal/Sm <sup>3</sup>
Potere calorifico inferiore	13790	Kcal/Nm <sup>3</sup>
Massa volumica	1,70	Kg/Sm <sup>3</sup>
Massa volumica	1,79	Kg/Nm <sup>3</sup>
Estrazione greggio	562	m <sup>3</sup> /g
Portata gas alimentazione torcia	46,93	m <sup>3</sup> /h
Anidride solforosa (calcolato)	14,5	Kg/h

Caratteristiche del gas inviato alla torcia, da Laboratorio Accreditato (del 22/12/2011)

### Emissioni convogliate

Il Gestore ha dichiarato che le emissioni in atmosfera di tipo convogliato associate all'esercizio delle piattaforme Rospo Mare A-B-C sono del tipo:

- Emissioni in atmosfera da combustione di gasolio riferite alle due caldaie ubicate sulla

piattaforma Rospo Mare B;

- Emissioni in atmosfera da combustione di gas associato riferite alla torcia ubicata presso la piattaforma Rospo Mare B;
- Emissioni delle apparecchiature d'emergenza ubicate presso le piattaforme Rospo Mare A/B/C;
- Emissioni dei motogeneratori diesel di emergenza ubicati presso le piattaforme Rospo Mare A/B/C;
- Emissioni di emergenza delle motopompe antincendio diesel, ubicate presso le piattaforme Rospo Mare A/B/C.

Le emissioni significative derivano esclusivamente dalla combustione, in continuo, delle apparecchiature dislocate sulla piattaforma Rospo Mare B, mentre quelle di emergenza (poco significative), sono presenti su ognuna delle tre piattaforme del Campo Rospo Mare.

Il gasolio utilizzato per le suddette facilities ha un basso contenuto di zolfo (<0,1 %). Le valvole di sicurezza presso la piattaforma RSM-B generano emissioni solo in condizioni di emergenza impianto, e sono collettate nel serbatoio dreni chiusi DA106A, che a sua volta è collegato alla torcia.

Le caratteristiche delle emissioni convogliate sono riportati nelle tabelle seguenti, così come riportate nelle schede di cui alla domanda di AIA.

Emissioni in atmosfera di tipo convogliato – Rospo Mare B						
Camino	Portata MCP Nm <sup>3</sup> /h	Tipologia Emissione	Camino		Potenza termica MW	Combustibile
			Diametro m	Sezione m <sup>2</sup>		
E1 FB 101 Torcia	148	Continua	0,25	0.049	-	Gas di coda
E2 Caldaia FA101A	6.320	Continua	0,6	0,283	6	Gasolio S<0,1%
E3 Caldaia FA101B	6.320	Continua	0,6	0,283	6	Gasolio S<0,1%
E4 Motopompa antincendio	-	Discontinua			0,280	Gasolio S<0,1%
E5 Gruppo elettrogeno	-	Discontinua			0,300	Gasolio S<0,1%
E6 Sfiato recupero acque dreni aperti	-	Saltuaria	Non disponibile		-	Nessuno
E7 Sfiato olio diatermico	-	Saltuaria	Non disponibile		-	Nessuno
E8 Sfiato serbatoio gasolio	-	Saltuaria	Non disponibile		-	Nessuno
E9 Sfiati valvole di sicurezza	-	Emergenza	Non disponibile		-	Nessuno
E10 Moto Gru	-	Saltuaria			0,280	Gasolio S<0,1%

I punti significativi con riferimento alle emissioni di tipo convogliato e continuo risultano pertanto

le seguenti:

Camino	Ore funzionamento	Portata fumi (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinante	Concentrazione dichiarata (mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>
E2 Caldaia FA101A	8760	2.626	SO <sub>x</sub>	9,7	3
			NO <sub>x</sub>	96,8	
			Polveri	12,8	
E3 Caldaia FA101B	8760	2.459	SO <sub>x</sub>	8,4	3
			NO <sub>x</sub>	122,8	
			Polveri	15,9	

Camino	Ore funzionamento	Portata fumi (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinante	Concentrazione dichiarata alla MCP (mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>
E2 Caldaia FA101A	8760	6.320	SO <sub>x</sub>	1.700	3
			NO <sub>x</sub>	500	
			Polveri	100	
E3 Caldaia FA101B	8760	6.320	SO <sub>x</sub>	1.700	3
			NO <sub>x</sub>	500	
			Polveri	100	

### Emissioni non convogliate

Il gestore non evidenzia la presenza di emissioni fuggitive; ma si impegna, qualora ne fossero rilevate, a gestirle nell'ambito della normale manutenzione, anche prevedendo appositi programmi di rilevamento delle emissioni. Si evidenzia che per le piattaforme off-shore, la minimizzazione dei rischi connessi con il rilascio di composti che possono comportare la formazione di miscele esplosive (es: metano) costituisce un obiettivo primario ai fini della sicurezza. Gli elementi di raccordo, le valvole e la strumentazione presente sulle linee di trasporto dei prodotti, realizzati con idonei materiali, sono oggetto di controlli ispettivi e di regolare manutenzione finalizzata a garantirne la tenuta.

La piattaforma è adibita alla produzione di greggio. Il solo gas naturale prodotto dall'unità di trattamento greggio è inviato alla fiaccola per la completa combustione.

### SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA

Le tipologie di scarichi effettuati su RSM-B sono:

- drenaggi chiusi per la raccolta di eventuali liquidi provenienti dai sistemi di sicurezza (es. valvole di sicurezza) o da svuotamento di capacità;
- drenaggi aperti per la raccolta delle acque meteoriche che dilavano parti di impianto e potrebbero essere contaminate;

- acque meteoriche che ricadono in aree non contaminate;
- acque meteoriche che ricadono sui grigliati e non sono soggette a contaminazione;
- scarichi civili.

I drenaggi chiusi sono reimmessi nel ciclo tecnologico, e non risultano come "quantità in uscita". Per quanto riguarda i drenaggi aperti, essi vengono trattati in maniera da separare l'eventuale presenza di idrocarburi, da reimmettere nel ciclo di produzione del greggio, ed inviare le acque rimanenti a terra per la gestione come rifiuto.

Le acque meteoriche che ricadono in aree non contaminate, vanno a dispersione in mare, mentre quelle che ricadono in aree con possibile contaminazione, vengono raccolte nei dreni aperti, separate da eventuali contaminazioni di idrocarburi, e gestite come rifiuto. Gli idrocarburi recuperati vengono reimmessi nel ciclo produttivo. I reflui civili non sono contabilizzati e sono presenti solo durante le attività di presidio, in occasione di manutenzioni ordinarie e straordinarie, pertanto, considerando la scarsa influenza di tale aspetto ambientale, non è plausibile una contabilizzazione degli scarichi effettuati in piattaforma.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le caratteristiche degli scarichi e delle emissioni in acqua, parte storica (anno di riferimento 2011) e alla capacità produttiva, come desunto dalle schede allegate alla domanda di AIA.

B.9.1 Scarichi idrici (parte storica) *				Anno di riferimento: 2011		
N° totale punti di scarico finale ___ 1						
n° scarico finale GX113 (1)		Recettore: mare		Portata media annua: 240 m <sup>3</sup> /a		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH
n.d.	Processi produttivi	n.d.	Dispersione in mare	n.d.	nessuno	Temperatura ambiente

NOTE:

(1) Le portate di scarico a mare non sono determinabili. Per lo scarico derivante dalle esercitazioni antincendio queste sono funzionali al numero di prove effettuate sul sistema antincendio e per gli avviamenti della motopompa antincendio diesel.

B.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva) (1)				Anno di riferimento: 2011		
N° totale punti di scarico finale ___ 1						
n° scarico finale GX113 (3)		Recettore: mare		Portata media annua: 240 m <sup>3</sup> /a		
Caratteristiche dello scarico						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m <sup>2</sup>	Impianti di trattamento	Temperatura pH
n.d.	Processi produttivi	n.d.	Dispersione in mare	n.d.	nessuno	Temperatura ambiente

NOTE:

(1) Alla capacità produttiva gli scarichi risultano invariati in quanto non sono funzionali della produttività della piattaforma.

(3) Le portate di scarico a mare non sono determinabili. Per lo scarico derivante dalle esercitazioni antincendio queste sono funzionali al numero di prove effettuate sul sistema antincendio e per gli avviamenti della motopompa antincendio diesel.

## ACQUE MARINE

Lo stato qualitativo delle acque marine è stato analizzato attraverso una campagna di monitoraggio effettuata nel Dicembre 2008, utilizzata per la procedura di Valutazione di impatto ambientale.

Il monitoraggio effettuato nel 2008 relativo alla colonna d'acqua è stato eseguito mediante campionamento con sonda multiparametrica (SBE 19 plus Seacat Profiler) dotata di pompa a portata costante e di sensori di pressione, conducibilità, temperatura, pH, ossigeno disciolto, torbidità e fluorescenza.

## SUOLO E SOTTOSUOLO – SEDIMENTI MARINI

Per lo stato qualitativo dei sedimenti marini il Gestore ha presentato i risultati del monitoraggio eseguito nel Dicembre 2008, per l'istanza di Valutazione di impatto ambientale. Il campionamento dei sedimenti superficiali è stato eseguito secondo quanto indicato nel "Manuale per la movimentazione dei sedimenti marini dell'ICRAM (ICRAM, 2006)".

## RIFIUTI

Le tipologie di rifiuti differiscono a seconda delle specifiche attività in essere durante le manutenzioni e sono gestite in conformità alle procedure del Sistema di Gestione Integrato Ambiente e Sicurezza "multisito" di Edison, che comprendono:

- deposito temporaneo presso la piattaforma;
- trasporto via mare mediante supply vessel al porto di Ortona accompagnati dal documento "Distinta di carico" (conformemente alla Circolare: MARICOGECAP Prot. n° 86/4075/Uff.II Sez. 3a All: del 10/marzo/2008 \_Trasporto marittimo di rifiuti \_ Serie Merci Pericolose n. 22/2008: Sicurezza della navigazione ed alle Ordinanze specifiche delle capitanerie di porto di pertinenza);
- registrazione sul registro di carico/scarico presso la base di Ortona e conferimento a soggetti autorizzati per la gestione dei rifiuti.

Ai fini della dichiarazione annuale MUD/SISTRI, i rifiuti vengono contabilizzati a terra, nella base portuale di Ortona.

### Aree di stoccaggio rifiuti

Il complesso intende avvalersi delle disposizioni sul deposito temporaneo previste.

- Rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento 9 m<sup>3</sup>
- Rifiuti non pericolosi destinati allo smaltimento 19 m<sup>3</sup>
- Rifiuti pericolosi destinati al recupero 9 m<sup>3</sup>
- Rifiuti non pericolosi destinati al recupero 19 m<sup>3</sup>
- Rifiuti pericolosi e non pericolosi destinati al recupero interno 30 m<sup>3</sup>

N° Area	Identificazione Area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche	Tipologia rifiuti stoccati
---------	----------------------	------------------------	------------	-----------------	----------------------------

1	Stazione Ecologica	40,32 m <sup>3</sup>	10,0 m <sup>2</sup>	Deposito	CER da attività di manutenzione
---	--------------------	----------------------	---------------------	----------	---------------------------------

## RUMORE

Il rumore prodotto durante le attività di produzione risulta connesso al funzionamento delle sorgenti sonore ubicate a bordo delle piattaforme e al funzionamento, discontinuo, dei mezzi navali di supporto per approvvigionamenti e manutenzione.

Le emissioni di rumore in fase di esercizio del campo sono principalmente dovute a:

- macchine operatrici;
- gru;
- motogeneratori;
- pompe, soffianti;
- mezzi marittimi ed elicottero utilizzati per il trasporto di cose e persone.

Le emissioni sonore relative allo stato di fatto sono state valutate effettuando una campagna di misura presso la piattaforma RSM-B il 17/12/2008 al fine di valutare gli effetti all'esterno della piattaforma.

## ODORI

Non è individuata la presenza di sorgenti di odori significativi.

## **ASSETTO PRODUTTIVO FUTURO**

Nel corso degli anni, con il normale depletamento del giacimento la quantità di greggio e di gas associato prodotta è diminuita nel tempo. La massima capacità produttiva, dichiarata dal Gestore, è pari a 651.625 m<sup>3</sup>/anno (1.785 m<sup>3</sup>/giorno). Inoltre, il Gestore dichiara che a causa del naturale depletamento del giacimento negli anni, allo stato attuale, la produzione di greggio è pari a circa 208.785 m<sup>3</sup>/a (anno 2011), valore piuttosto ridotto rispetto alla soglia autorizzata.

Nell'ambito delle attività di produzione del greggio estratto dai pozzi a mare, attraverso le installazioni del Campo Rospo Mare, sono previste delle attività di manutenzione sui pozzi esistenti della piattaforma Rospo Mare C. Tali attività di manutenzione sono finalizzate al ripristino dei livelli produttivi esistenti che hanno subito nel corso degli anni un naturale depletamento.

## **DESCRIZIONE DELL'ASSETTO FUTURO**

Al fine di migliorare il profilo di produzione del Campo Rospo Mare, sono in corso lavori di manutenzione (workover) sui pozzi esistenti ed ubicati sulla piattaforma Rospo Mare C. Tali attività sono state autorizzate dal Ministero dello Sviluppo economico e ricadono nel campo di applicabilità del Decreto Direttoriale del 22/03/2001, art. 32 che prevede l'approvazione delle attività di manutenzione sui pozzi esistenti: "gli interventi ai pozzi esistenti, correlati a misure di sicurezza dei luoghi di lavoro o di tutela della salute dei lavoratori o intesi a consentire il buon governo dei giacimenti minerari anche col ripristino dei profili produttivi" e "gli interventi sulle strutture minerarie di produzione esistenti nell'ambito del titolo minerario per modifiche, sostituzioni o integrazioni impiantistiche per le finalità di cui al punto precedente". Va precisato che, alla luce degli interventi di miglioramento sopra esposti, i valori di produzione del campo Rospo Mare saranno comunque inferiori alla soglia di massima capacità produttiva dichiarata dal Gestore.

Nel contempo tali interventi non introdurranno modifiche al processo di produzione che possano condurre a variazioni dell'assetto descritto nel presente documento, in quanto la progettazione delle apparecchiature della piattaforma è stata eseguita per la massima capacità produttiva.

Per quanto riguarda la piattaforma Rospo Mare B, è in corso un procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale, congiunto al procedimento di AIA, per l'esecuzione di attività di perforazione di 3 nuovi pozzi, al fine di migliorare i profili di produzione del Campo.

## **Capacità produttiva - Assetto Futuro**

Si rammenta che le l'esecuzione di attività di perforazione di 3 nuovi pozzi, al fine di migliorare i profili di produzione del Campo non apporteranno un aumento della produzione di greggio rispetto alla soglia di massima produzione dichiarata dal Gestore pari a 651.625 m<sup>3</sup>/anno



(1.785 m<sup>3</sup>/giorno).

### **DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ**

Gli interventi da effettuare sulle piattaforme esistenti non comporteranno delle variazioni del processo, i cui impianti sono stati progettati per la massima capacità di produzione riferita ai primi anni di attività delle stesse piattaforme.

### **CONSUMI E STOCCAGGIO MATERIE PRIME E COMBUSTIBILI ASSETTO FUTURO**

Gli interventi da effettuare sulle piattaforme esistenti non comporteranno delle variazioni del consumo di materie prime e combustibili rispetto alle quantità già dichiarate per la massima capacità dell'assetto attuale.

## ANALISI DELL'IMPIANTO OGGETTO DELLA DOMANDA E VERIFICA DI CONFORMITÀ AI CRITERI IPPC

La tipologia di attività svolta non risulta oggetto di specifiche Linee Guida/BRef.

Nelle tabelle seguenti sono tuttavia riportate schematicamente alcune valutazioni comparative effettuate dal Gestore tra le tecnologie utilizzate e quelle indicate nelle Linee Guida e nei BREfs.

In particolare le MTD – Migliori Tecniche Disponibili sono state ricavate dai documenti:

- 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);
- "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", S.O. alla GU 3n.125 del maggio 2007 (Ottobre 2005 Decreto 29 gennaio 2007);
- 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 Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;
- Reference Document on the Application of Best Available Techniques for Energy Efficiency - February 2009;
- Reference Document on Best Available Techniques for Waste Treatment Industries – August 2006;
- Reference Document on Industrial Cooling Systems - Dicembre 2001;
- Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage (Luglio 2006);
- Reference Document on Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector – Febbraio 2003.

### SISTEMI DI GESTIONE AMBIENTALE

#### MTD (§ 4.2.): *Sistemi di gestione ambientale*

**Documento di riferimento:** " Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006;" e "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125

MTD (§ 4.2.): Implementare ed aderire a sistemi di gestione ambientale:

- EMAS;
- ISO 14001

#### **STATO: Applicata**

Il Gestore dichiara che la Piattaforma Rospo Mare B è certificata secondo la norma UNI EN ISO 14001.

#### MTD (§ 4.2.): *Sistemi di gestione ambientale*

**Documento di riferimento:** "Waste Water and Waste Gas Treatment"

**MTD (§ 4.2.):** Implementare ed aderire a sistemi di gestione reflui/effluenti gassosi:

**STATO: Applicata**

Il gestore dichiara che la gestione dei reflui e degli effluenti gassosi è ricompresa all'interno del SGA di cui al punto precedente.

**MTD (§ 5.1.1.3) "prevenzione degli incidenti"**

**Documento di riferimento:** "emissions from storage"

**MTD (§ 5.1.1.3)**

- Gestione della sicurezza – implementare un sistema di gestione della sicurezza;
- Procedure e formazione – implementare adeguate misure organizzative e formazione specifica per responsabilizzare gli operatori circa la sicurezza;
- Perdite per corrosione – prevenire la corrosione dei serbatoi (attraverso l'uso di particolari metalli o tipi di protezione);
- Procedure e strumenti per la prevenzione dello sversamento – implementare apposite procedure per prevenire il sovra riempimento;
- Strumentazione per la rilevazione delle perdite – applicare appositi metodi e strumentazioni per rilevare eventuali perdite dai serbatoi;
- Approccio basato sul rischio – raggiungere 'rischio trascurabile' per il caso di sversamento dal serbatoio;
- Contenimento degli sversamenti – provvedere ad introdurre un contenimento secondario per prevenire gli sversamenti sul suolo.

**STATO: Applicata**

Il Gestore dichiara che le piattaforme sono dotate di SGA certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001.

## USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA

**MTD (§ 4.2.1) "Gestione dell'efficienza energetica"**

**Documento di riferimento:** "Reference Document on the Application of Best Available Techniques for Energy Efficiency – February 2009"

**MTD (§ 4.2.1)**

Implementare ed aderire ad un sistema di gestione energetica.

**STATO: Non applicata**

**MTD (§ 4.2.7) "controllo effettivo del processo"**

**Documento di riferimento:** "Reference Document on the Application of Best Available Techniques for Energy Efficiency – February 2009"

**MTD (§ 4.2.7)**

Assicurare un controllo effettivo del processo.

**STATO: Applicata**

È presente un sistema di controllo integrato DCS che consente la sorveglianza e il controllo computerizzato dei parametri di buon funzionamento delle apparecchiature e dei circuiti di processo e dei servizi.

<b>MTD (§ 4.2.8) "manutenzione"</b>
<b>Documento di riferimento:</b> "Reference Document on the Application of Best Available Techniques for Energy Efficiency – February 2009"
<b>MTD (§ 4.2.8)</b> <ol style="list-style-type: none"><li>1. Fare manutenzioni all'impianto in modo da ottimizzare l'efficienza energetica;</li><li>2. Stabilire e mantenere documentate procedure di monitoraggio e misura delle operazioni e attività chiave che possono avere un impatto significativo sull'efficienza energetica.</li></ol>
<b>STATO: Applicata</b> E' previsto un piano di ispezione, manutenzione e controllo di tutti i sistemi presenti.

<b>Sistemi integrati di produzione dell'energia</b>
<b>Documento di riferimento:</b> Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006
<b>MTD (§ 7.5.5):</b> L'integrazione dei sistemi di produzione di energia per diversi campi olio, ove applicabile, è una BAT
<b>Stato: Applicata</b> L'approvvigionamento di energia elettrica per il fabbisogno di funzionamento del complesso produttivo sarà garantito da un singolo sistema di generazione, ubicato sul galleggiante FSO.

<b>Sistemi di gestione ambientale</b>
<b>Documento di riferimento:</b> Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006
<b>MTD (§ 7.5.5):</b> Si considera MTD l'implementazione di un SGA che consideri i seguenti aspetti: <ol style="list-style-type: none"><li>1. definizione da parte del top management di una policy ambientale;</li><li>2. stabilire e pianificare le necessarie procedure con particolare attenzione a:<ul style="list-style-type: none"><li>• struttura e responsabilità,</li><li>• training,</li><li>• comunicazione,</li><li>• coinvolgimento del personale,</li><li>• documentazione,</li><li>• efficienza del controllo di processo,</li><li>• programma di manutenzione,</li><li>• prevenzione e risposta alle emergenze,</li><li>• rispetto della normativa ambientale,</li></ul></li><li>3. controllo della performance e implementazione di azioni correttive con particolare attenzione a:<ul style="list-style-type: none"><li>• controllo e monitoraggio,</li><li>• azioni preventive e correttive,</li><li>• conservazione della documentazione,</li><li>• audit ambientale interno indipendente,</li><li>• revisione da parte del top management.</li></ul></li></ol>
<b>Stato: Applicata</b> Si veda tabella seguente

M

### **Sistemi di gestione ambientale**

**Documento di riferimento:** "Linee Guida: Raffinerie di petrolio e di gas" (GU No. 125 del 31 Maggio 2007)

**MTD (Parte E):**

Si considera MTD l'adozione volontaria di Sistemi di Gestione Ambientale che prevedono la formulazione ed attuazione di una formale politica ambientale ed assicurino:

1. il proseguimento di un miglioramento in continuo;
2. l'identificazione degli aspetti ambientali significativi;
3. la definizione di indicatori e programmi che individuano obiettivi ambientali;
4. il loro perseguimento e i connessi controlli operativi e le azioni correttive;
5. la sorveglianza ed il monitoraggio;
6. l'addestramento e la sensibilizzazione del personale;
7. audits e riesami;
8. comunicazioni con l'esterno.

### **Stato: Applicata**

Edison è stata tra le prime aziende energetiche italiane a dotarsi di certificazioni integrate Ambiente e Sicurezza secondo la norma UNI EN ISO 14001 e la specifica BSI OHSAS 18001.

L'attuale configurazione produttiva è inserita nella certificazione "Multisito" del Sistema di gestione Integrato Ambiente e Sicurezza che l'organizzazione Edison S.p.A. - Business Unit Asset Idrocarburi - Distretto Operativo di Sambuceto ha in essere. Edison nel rispetto della propria politica integrata aziendale, si è impegnata a svolgere le proprie attività secondo i seguenti principi:

- promuovere l'applicazione di sistemi di gestione integrati ambiente e sicurezza e la registrazione EMAS, in linea con le norme e gli standard internazionali;
- definire, laddove pertinente, documenti di politica di prevenzione degli incidenti rilevanti, attuando relativi sistemi di gestione della sicurezza, e rendendo disponibili le informazioni necessarie per la popolazione e per la predisposizione di piani di emergenza esterni;
- valutare con anticipo gli impatti delle attività, dei nuovi processi e delle iniziative di sviluppo delle concessioni attribuiteci, tramite tecnologie che aumentino la disponibilità di idrocarburi e salvaguardino l'ambiente e la sicurezza, con l'intento di far meglio di quanto richiesto dalle disposizioni, laddove ciò sia sostenibile;
- valorizzare ed arricchire il patrimonio di esperienze e conoscenze diffuse, attraverso la formazione e la sensibilizzazione dei dipendenti e del management;
- utilizzare fornitori prequalificati relativamente agli aspetti di ambiente e sicurezza, sensibilizzandoli all'uso sostenibile delle risorse e al miglioramento delle proprie prestazioni, coinvolgendoli e responsabilizzandoli laddove forniscono servizi di tipo globale;
- cooperare e dialogare con le Associazioni, le Autorità, le Comunità locali e gli altri portatori di interesse, garantendo la massima correttezza e trasparenza nei rapporti e un livello di informazione adeguato a tali interessi;
- analizzare costantemente gli incidenti che dovessero verificarsi, tramite un processo volto alla individuazione delle cause profonde al fine di prevenirne il ripetersi;
- mantenere gli ambienti di lavoro salubri ed utilizzando attrezzature e prodotti a basso rischio al fine di tutelare la salute e la sicurezza dei propri dipendenti e dei terzi che accedono agli impianti;
- ottimizzare le risorse disponibili e utilizzarle in modo razionale, preferendo materiali e prodotti che comportino il minor impatto possibile e che siano concepiti in modo da contribuire a ridurre lo smaltimento dei rifiuti e favorire il loro recupero;
- adottare le migliori tecnologie e prassi disponibili al fine di evitare la contaminazione del

mare, dei terreni e delle falde sotterranee, e l'emissione di gas nocivi per la salute e l'ambiente;

- garantire mezzi di trasporto del personale idonei alle attività e alla tipologia del sito interessato, in particolare quando si opera in ambito off-shore.

## UTILIZZO DI MATERIE PRIME

### **Rifornimento o movimentazione di combustibili gassosi ed additivi**

**Documento di riferimento:** *Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (LCP) - Luglio 2006*

**MTD (§ 7.5.1):** Prevenire rilasci di combustibile gassoso durante le operazioni di rifornimento e movimentazione. Per il gas naturale è considerata BAT l'implementazione di un sistema di rilevamento perdite e di allarmi.

**Stato:** *Applicata*

## EMISSIONI IN ATMOSFERA

### **Emissione SO<sub>x</sub> da combustione**

**Documento di riferimento:** *"Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125*

#### **MTD (Parte E)**

Utilizzo di combustibile a basso contenuto di zolfo

La formazione di SO<sub>x</sub> è determinata esclusivamente dal contenuto in zolfo nel combustibile, gas e/o liquido bruciato. Una alternativa per la riduzione di SO<sub>x</sub> è la rimozione dello zolfo dai combustibili prima della loro combustione

**Stato:** *Applicata*

Per l'alimentazione del sistema di generazione di calore è previsto l'utilizzo di gasolio, a basso contenuto di zolfo (0,1%). Per l'alimentazione del sistema di generazione di backup e l'alimentazione delle utenze diesel di piattaforma (gru, motopompe antincendio e generatore di emergenza) è previsto l'impiego di combustibile a basso tenore di zolfo (0,1%).

### **Emissioni fuggitive di COV dai componenti impiantistici**

**Documento di riferimento:** *"Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125*

#### **MTD (Parte E)**

Le tecniche MTD per ridurre le emissioni di VOC sono principalmente due:

1. modificare o sostituire i componenti presenti che provocano le perdite;
2. implementare un LDAR (Leak Detection and Air Repair program).

**Stato:** *Applicata*

Attualmente non è confermata la presenza di emissioni fuggitive. Qualora ve ne fossero saranno gestite nell'ambito della normale manutenzione. Potrà comunque essere previsto un programma di rilevamento delle emissioni da cui potranno essere ottenute informazioni al riguardo. Per le piattaforme off-shore, la minimizzazione dei rischi connessi con il rilascio di composti che possono comportare la formazione di miscele esplosive (es: metano) costituisce un obiettivo

primario ai fini della sicurezza. Gli elementi di raccordo, le valvole e la strumentazione presente sulle linee di trasporto dei prodotti, realizzati con idonei materiali, sono oggetto di controlli ispettivi e di regolare manutenzione finalizzata a garantirne la tenuta. E' presente un sistema di inertizzazione ad azoto per le operazioni di bonifica di linee ed apparecchiature e per polmonare gli idrocarburi liquidi in recipienti chiusi e serbatoi di stoccaggio. Nell'impianto sono presenti sistemi di rilevazione di gas infiammabili e di rilevazione di gas tossico (H<sub>2</sub>S).

#### **Torce**

**Documento di riferimento:** "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125

#### **MTD (Parte E)**

Sono da considerare MTD:

- operatività della torcia senza formazione di pennacchio, indice di elevato contenuto di particolato, mediante l'immissione di vapore;
- minimizzazione dell'invio di gas in torcia attraverso un'appropriata combinazione delle seguenti tecniche:
  - bilanciamento del sistema fuel gas di raffineria per evitare eccessi di produzione rispetto al consumo; in ogni caso l'eccesso deve essere convogliato in torcia e non sfiato in atmosfera;
  - installazione di un sistema di recupero del gas diretto in torcia, quando economicamente conveniente;
  - utilizzo di valvole di rilascio ad alta integrità;
  - applicazione di sistemi avanzati di controllo di processo, tali da evitare l'invio di gas in torcia;
- per tenere sotto controllo la qualità di gas convogliati al sistema della torcia, anche al fine di risalire alla causa di perdite a monte e pianificare un'adeguata manutenzione per la loro provenienza, valutare l'opportunità

#### **Stato: Applicata**

Il gas non utilizzato in piattaforma viene convogliato ad una torcia calda. Nelle normali condizioni di esercizio sarà inviato alla torcia il minimo eccesso di gas. Prima dell'invio in torcia il gas viene inviato in un K.O. drum per la separazione di impurità e idrocarburi condensabili. In virtù di tale trattamento e delle caratteristiche del gas di separazione non si segnala la formazione di pennacchio tale da richiedere immissione di vapore. E' inoltre previsto un sistema di misurazione della portata inviata in torcia.

## **ACQUA**

#### **Gestione ottimale dell'acqua**

**Documento di riferimento:** "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125

#### **MTD (Parte E)**

E' considerata MTD la gestione ottimale dell'acqua. Tra gli obiettivi del sistema di gestione dell'acqua vi è il trattamento separato di particolari correnti critiche prima del loro invio all'impianto di trattamento delle acque reflue, per evitare la miscelazione di flussi particolarmente inquinati e consentire il recupero di prodotto.

#### **Trattamento delle acque effluenti e riutilizzo acque**

**Documento di riferimento:** "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125

**MTD (Parte E)**

Riduzione e recupero degli idrocarburi provenienti dalle acque reflue Le acque reflue contenenti benzene, fenoli e idrocarburi in generale, in casi specifici di alte concentrazioni, possono essere trattati più efficacemente nel punto in cui sono generate piuttosto che nell'impianto di trattamento acque reflue dopo che si sono miscelate con altre acque.

**Stato: Applicata**

I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate non pericolose (senza possibile inquinamento da idrocarburi) sono collettati mediante apposite reti di raccolta allo scarico alla base delle piattaforme tramite appositi separatore a gravità ("sea-sump"). Lo scarico è posto a una profondità di -54 m slm. I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate pericolose sono collettati in appositi serbatoi. Gli oli sono recuperati in produzione, mentre le acque separate sono inviate a successivo smaltimento. Il processo produttivo non prevede la produzione di acque di processo. I drenaggi chiusi delle linee e delle apparecchiature di processo e vengono inviati ad un sistema di separazione per consentire il recupero in produzione dei prodotti idrocarburi e l'invio a smaltimento delle acque separate.

**MTD (§ 4.6.3) Riduzione delle emissioni in acqua**

**Documento di riferimento:** "Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems (December 2001)"

**MTD (§ 4.6.3)**

E' considerato BAT la prevenzione tramite tecniche di progettazione e manutenzione

- utilizzare materiali meno suscettibili di corrosione;
- riduzione dei fenomeni di incrostazione e corrosione.

**STATO: Applicata**

Per la realizzazione di impianti e strutture è previsto l'impiego di materiali resistenti alla corrosione e idonei all'ambito di installazione (attività off-shore) ed ai fluidi che sono destinati a contenere. Le prese a mare sono dotate di sistemi *antifouling* che non prevedono l'utilizzo di additivi (biocidi).

**MTD (§ 4.3.1) Collettamento acque reflue e Trattamento acque**

**Documento di riferimento:** "Reference Document on the application of Best Available Techniques in Common Waste Water and Waste Gas Treatment / Management Systems in the Chemical Sector (February 2003)

**MTD (§ 4.3.1)**

E' considerato BAT:

- segregare le acque di processo in funzione del loro grado di contaminazione;
- dove possibile, dotare di copertura le aree potenzialmente inquinate;
- installare drenaggi separati per le aree con rischio di contaminazione;

Sono considerate BAT le seguenti.

Generale

Gestire i flussi di acque reflue in relazione al carico di contaminazione;

Acque meteoriche

- Separazione delle acque di processo dall'acqua piovana e dalle altre acque non contaminate;
- trattare le acque meteoriche provenienti da aree contaminate prima dello scarico;

M



Oli/Idrocarburi

- rimuovere oli e idrocarburi con lo scopo di massimizzare il recupero;

Contaminanti non biodegradabili

- evitare l'introduzione nei sistemi di depurazione biologica di acque reflue non compatibili che possono causarne malfunzionamento.

**STATO: Applicata**

Le aree di processo coperte sono dotate di cordolature di contenimento per la raccolta di eventuali sversamenti. I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate non pericolose (senza inquinamento da idrocarburi) sono collettati mediante apposite reti di raccolta allo scarico alla base delle piattaforme tramite appositi separatore a gravità ("seasump"). Lo scarico è posto a una profondità di -54 m slm. I drenaggi aperti e le eventuali acque meteoriche provenienti da aree classificate pericolose sono collettati in appositi serbatoi. Gli oli sono recuperati in produzione, mentre le acque separate sono inviate a successivo smaltimento.

**RIFIUTI**

**MTD (§ 5.1) Rifiuti prodotti, Deposito e movimentazione**

**Documento di riferimento:** Reference Document on Best Available Techniques for the Waste Treatment Industries (August 2006)

**MTD (§ 5.1):**

E' BAT la caratterizzazione dei rifiuti prodotti mediante analisi chimiche.

È BAT l'applicazione di tecniche per lo stoccaggio, tra cui:

- l'ubicazione delle aree in maniera da evitare *movimentazioni successive dei rifiuti*;
- usare un'area dotata delle misure necessarie ai rischi specifici dei rifiuti;

È BAT l'adozione di tecniche per la movimentazione dei rifiuti, tra cui:

- adozione di sistemi e procedure per garantire che i rifiuti siano messi in deposito in maniera sicura
- adozione di un sistema di gestione per il carico e scarico rifiuti che prenda in considerazione i rischi legati a tali attività

**STATO: Applicata**

La Piattaforma Rospo Mare B è inclusa nel Sistema di Gestione Ambientale certificato in conformità alla UNI EN ISO 14001 e la specifica BSI OHSAS 18001.

La gestione dei rifiuti sarà compresa all'interno del SGA. Saranno previste istruzioni operative per la gestione dei rifiuti, che prevedono:

- la classificazione dei rifiuti definita sulla base delle origini e delle caratteristiche di pericolosità e delle le analisi di classificazione cui devono essere sottoposti i rifiuti in occasione del primo conferimento a smaltimento/recupero, e poi periodicamente a cadenza annuale o biennale;
- di definire per ogni tipologia di rifiuto anche il relativo codice IMDG ed il codice UN (per quanto applicabili);
- di effettuare una prima cernita e suddivisione al fine di raggruppare in modo differenziato le varie tipologie di rifiuto da collocare nel deposito temporaneo.
- la suddivisione dei rifiuti sulla base delle specifiche tipologie e classificazioni,
- assegnando possibilmente aree separate per rifiuti pericolosi rispetto a quelli non pericolosi e soprattutto assicurando una adeguata distanza fra tipologie fra loro non compatibili (se presenti);
- l'assegnazione a ciascuna tipologia, sulla base delle caratteristiche di stato fisico e di pericolosità un contenitore idoneo ad assicurare la loro segregazione e raccolta in

condizioni di sicurezza sia per gli operatori che per l'ambiente. Tali contenitori devono inoltre essere omologati in conformità alla convenzione CSC72 per il trasporto di merci pericolose in mare;

- l'apposizione di cartellonistica, matrici od etichette, aventi altezza e carattere grafico adeguato ai fini dell'individuazione immediata anche a distanza, di ogni contenitore di rifiuti. Al minimo sulle matrici vanno riportate la denominazione di "Rifiuto Pericoloso" o "Rifiuto Non Pericoloso", il codice CER specifico e la denominazione assegnata ovvero quella corrispondente al codice CER (allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/2006);
- di riportare, in previsione del trasporto marittimo, sugli stessi contenitori anche gli elementi richiesti ai fini della classificazione in base al codice IMDG e codice UN (per quanto applicabili);
- di delimitare, compatibilmente con l'operatività degli impianti, le aree di deposito temporaneo individuandole con segnalazione verticale od orizzontale a fondo giallo e/o cartellonistica specifica;
- di assicurare che eventuali perdite, gocciolamenti o trafiletti di rifiuti, ma anche percolamento di acque meteoriche, vengano raccolti e gestiti, evitando spandimenti o scarichi diretti a mare;
- di definire attraverso strumenti comunicativi interni, ruoli e comportamenti cui deve attenersi il personale di bordo nella raccolta, differenziazione ed allocazione dei rifiuti nel deposito temporaneo. Prevedere inoltre sopralluoghi giornalieri nel deposito temporaneo al fine di verificare la sua corretta gestione, l'assenza di situazioni di pericolo od emergenza, assicurando la registrazione dell'esito del sopralluogo;
- di implementare e mantenere a bordo a disposizione copia della scheda di sicurezza (safety data sheet) delle sostanze che originano i rifiuti, ovvero altro documento cui fare riferimento in caso di emergenza od incidenti sia a bordo che durante il trasporto via mare;
- di garantire la tracciabilità dei rifiuti prodotti: al riguardo è previsto di annotare opportunamente, entro dieci giorni lavorativi dal momento in cui il materiale una volta generato viene classificato come rifiuto, le informazioni sull'apposita sezione del sistema di registrazione adottato.

#### **Riduzione e produzione dei rifiuti**

**Documento di riferimento:** "Linee Guida per l'identificazione delle migliori tecniche disponibili: Categoria IPPC 1.2 – Raffinerie di petrolio e Gas", Ottobre 2005 Allegato al DM 29 gennaio 2007 SO alla GU 31 maggio 2007, No 125

#### **MTD (Parte E)**

E' considerata MTD l'adozione di un Sistema di Gestione Ambientale che contenga efficaci elementi di prevenzione, controllo e monitoraggio:

1. identificazione delle specifiche sorgenti di produzione dei rifiuti generati dalle singole attività;
2. utilizzo di tecniche per la prevenzione e riduzione della produzione dei rifiuti e per la prevenzione della contaminazione dei suoli e delle acque;
3. preparazione ed attuazione di un piano di azioni con l'obiettivo di ridurre la produzione di rifiuti e per prevenire la contaminazione dei suoli e delle acque

#### **Stato: Applicata**

La gestione dei rifiuti sarà effettuata secondo specifiche istruzioni operative in conformità alle normative nazionali ed internazionali vigenti. Nell'ambito del sistema di Gestione Ambiente e Sicurezza di Edison S.p.A. – BU Asset Idrocarburi Distretto Operativo di Sambuceto, sono previsti audit periodici di prima, seconda e terza parte finalizzati a raccogliere elementi utili ad assicurare la conformità delle attività svolte rispetto al Sistema

di gestione Integrato Ambiente/Sicurezza di Edison, alle prescrizioni normative ed alle procedure di gestione La produzione dei pozzi sarà gestita in maniera da annullare l'effetto di richiamo delle acque dell'acquifero profondo. Il greggio estratto sarà sostanzialmente anidro ( $WC < 1\%$ ), consentendo di non avere esigenze di gestione delle acque di produzione.

## SUOLO E SOTTOSUOLO

<b>Principi di monitoraggio</b>
<b>Documento di riferimento:</b> "Linee Guida in Materia di Sistemi di Monitoraggio"
Principi del monitoraggio del suolo: fornire un flusso costante di dati omogenei comparabili delle principali caratteristiche fisiche chimiche e biologiche dei suoli.
<b>STATO: Parzialmente Applicata</b>
Si prevede il monitoraggio periodico dei sedimenti posti sul fondale marino nell'area circostante le piattaforme.

Pr

L

FM

Vs

## **OSSERVAZIONI DEL PUBBLICO**

In Relazione al procedimento congiunto AIA-VIA in corso, con prot. CIPPC-00-2013-0001640 del 04/09/2013, sono pervenute integrazioni volontarie del Gestore contenenti le *“controdeduzioni alle osservazioni del Comune di Vasto, anno 2013”*.

In merito a tali osservazioni, per quanto non pertinenti alle attività istruttorie relative al rilascio dell'AIA, si osserva che la problematica risulta superata.

M

## PRESCRIZIONI

Premesso che la domanda presentata dal Gestore, ivi incluse la descrizione impiantistica e le dichiarazioni di rispetto delle MTD/BAT, assume valore autoprescrittivo e, di conseguenza, costituisce la base informativa su cui sono state avviate e concluse le attività istruttorie e su cui sono state predisposte le prescrizioni che seguono.

Alla luce di quanto sopra argomentato, il GI nominato per l'istruttoria di cui trattasi, ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è condotto, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al decreto legislativo n. 152 del 2006, se saranno rispettate le prescrizioni e i VLE (valori limite di emissione) per gli inquinanti di seguito riportati.

## SISTEMA DI GESTIONE

- (1) Il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche per la relativa ottemperanza. La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Ente di Controllo.

## APPROVVIGIONAMENTO E STOCCAGGIO MATERIE PRIME ED AUSILIARIE E COMBUSTIBILI

- (2) Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
- (3) Devono essere adottate tutte le precauzioni atte a evitare sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni delle acque marine; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto.
- (4) Deve essere garantita l'integrità strutturale dei serbatoi e dei contenitori di stoccaggio e prevista una ispezione periodica per tutte quelle sostanze che possono provocare un impatto sull'ambiente.
- (5) Per i serbatoi dovrà essere previsto un adeguato contenimento dei potenziali sversamenti.

## EMISSIONI IN ATMOSFERA

- (6) Il Gestore deve rispettare i Valori Limite di Emissione di seguito indicati:

Valori Limite di Emissione (VLE)

Camino	Impianto	Parametro	Concentrazione dichiarata Anno 2011 (mg/Nm <sup>3</sup> )	Valori Limite D.Lgs 152/06 (mg/Nm <sup>3</sup> )	VLE AIA <sup>(4)</sup> (mg/Nm <sup>3</sup> )	% O <sub>2</sub>
E2	Caldia a gasolio FA101A (6 MWt)	SO <sub>x</sub>	9,7	500 <sup>(1)</sup>	500 <sup>(3)</sup>	3
		NO <sub>x</sub>	96,8	500 <sup>(1)</sup>	500	
		Polveri	12,8	10 <sup>(2)</sup>	10	
E3	Caldia a gasolio FA101B (6 MWt)	SO <sub>x</sub>	8,4	500 <sup>(1)</sup>	500 <sup>(3)</sup>	3
		NO <sub>x</sub>	122,8	500 <sup>(1)</sup>	500	
		Polveri	15,9	10 <sup>(2)</sup>	10	

(1) D.Lgs 152/06 – Allegato I alla Parte V – Parte II – Paragrafo 3 (Sostanze organiche che si presentano prevalentemente sotto forma di gas o vapore), come richiamato dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.

(2) D.Lgs 152/06 – Allegato I, alla parte V del D.Lgs 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, penultimo paragrafo.

(3) I VLE per gli ossidi di zolfo si considerano rispettati se è utilizzato combustibile con contenuto di zolfo minore o uguale all'0.1%.

(4) I criteri per la valutazione della conformità dei valori misurati ai VLE sono quelli definiti nell'Allegato VI alla parte V del D.Lgs 152/06

- (7) Qualora la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale accerti che la collocazione geografica della piattaforma assicura una ottimale dispersione delle emissioni, evitando che le stesse interessino località abitate, nel rispetto di quanto previsto dall'Allegato I, alla parte V del D.Lgs. 152/06, parte IV, Sezione 2 - "Impianti per la coltivazione degli idrocarburi e dei fluidi geotermici" - punto 2.6, i limiti di emissione si intendono rispettati quando in torcia viene bruciato esclusivamente gas naturale.
- (8) Si prescrive una efficienza minima di combustione del 99% della torcia, espressa come  $CO_2/(CO_2+CO)$ .
- (9) Le emissioni provenienti dagli ulteriori camini, delle tre piattaforme, dichiarati dal Gestore sono autorizzate in qualità di emissioni non significative. Qualsiasi altra emissione significativa non dichiarata in fase di presentazione della domanda di AIA è ovviamente ritenuta non autorizzata.
- (10) Per il monitoraggio dei camini E2 ed E3 si rimanda al PMC.

### EMISSIONI IN ATMOSFERA NON CONVOGLIATE

- (11) Al fine di prevenire le emissioni fuggitive che eventualmente potrebbero verificarsi a stabilimento completamente implementato ed a regime e/o quindi durante tutta la fase di esercizio dello stesso, il Gestore dovrà stabilire un opportuno programma di manutenzione periodica finalizzata all'individuazione delle eventuali perdite ed alla loro conseguente riparazione (tipo L.D.A.R - Leak Detection and Repair). Tale programma dovrà essere predisposto entro sei mesi dal rilascio dell'AIA e reso operativo nei successivi sei mesi.

### EMISSIONI IN ACQUA

- (12) Lo scarico finale dei dreni aperti deve rispettare i limiti riferiti allo scarico in acque superficiali di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 e s.m.i

[inclusa la nota (1) per il parametro T]; per gli olii minerali il limite da rispettare è 40 mg/l (comma 5 art. 104 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.). Qualsiasi altro scarico non dichiarato in fase di presentazione della domanda di AIA è ovviamente ritenuto non autorizzato.

- (13) I controlli degli scarichi, per la verifica del rispetto dei limiti, devono essere effettuati secondo le modalità indicate nel PMC.
- (14) I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque reflue da parte delle Autorità di controllo.
- (15) Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.

## RIFIUTI

- (16) Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera BB) "deposito temporaneo" dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e s.m.i., e in particolare:
  - a. il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
  - b. il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;
  - c. devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose;
  - d. le aree di deposito temporaneo deve avere le seguenti caratteristiche:
    - devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
    - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
    - devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche;
    - i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
    - i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
  - e. il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi;
  - f. il Gestore dovrà comunicare tempestivamente, all'autorità competente ed all'autorità di controllo nell'ambito del reporting annuale, eventuali variazioni della natura, dei quantitativi e delle relative aree di stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti nell'impianto, rispetto a quanto riportato ai pertinenti paragrafi del presente PIC.

## MANUTENZIONE ORDINARIA E STRAORDINARIA

- (17) Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.
- (18) Il Gestore, inoltre, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Ente di Controllo.

### **MALFUNZIONAMENTI**

- (19) In caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verificino rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

### **EVENTI INCIDENTALI**

- (20) Il Gestore deve operare per prevenire possibili eventi incidentali e comunque per minimizzarne gli eventuali effetti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche in analogia con quanto previsto dal D.Lgs. 334/1999 e s.m.i., in materia di Sistema di gestione della Sicurezza.
- (21) Tutti gli eventi incidentali con potenziale effetto sull'ambiente devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, al Comune e alla Provincia, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e 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 rimuoverne le cause e per limitare, per quanto possibile, le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle 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.

M





## DURATA, RINNOVO E RIESAME

L'articolo 29-octies del D.Lgs 152/2006 stabilisce la durata dell'Autorizzazione Integrata Ambientale secondo il seguente schema:

DURATA AIA	CASO DI RIFERIMENTO	RIFERIMENTO al D.Lgs 152/2006
5 anni	Casi comuni	Comma 1
6 anni	Impianto certificato secondo la norma UNI EN ISO 14001	Comma 3
8 anni	Impianto registrato ai sensi del regolamento (CE) n. 761/2001	Comma 2

Rilevato che il gestore dispone, per l'impianto in esame, di certificazione UNI EN ISO 14001:2004 (certificato EMS 1614/S scadenza 18/12/2015 - reg. n. IT-54401) ma non di registrazione EMAS, l'Autorizzazione Integrata Ambientale avrà validità 6 anni.

In virtù del comma 1 dell'art. 29-octies del D.Lgs 152/06 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. 29-octies del D.Lgs 152/06 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 eccessivi;
- la sicurezza di esercizio del processo o dell'attività richiede l'impiego di altre tecniche;
- nuove disposizioni comunitarie o nazionali lo esigono.

## **PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

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

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

- trasmissione delle relazioni periodiche di cui al PMC ad ISPRA;
- comunicazione all'autorità competente per il controllo (ISPRA) dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell'AIA;
- tempestiva informazione ad ISPRA, nei casi di malfunzionamenti o incidenti, e conseguente valutazione agli effetti ambientali generatisi.

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

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

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

Entro 6 mesi dal rilascio dell'A.I.A. il Gestore dovrà concordare con l'Ente di Controllo il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrittivo di cui al capitolo 9 e per l'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo prescritto.

*MA*

**PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**  
Articolo 29-sexies, comma 6 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.

<b>GESTORE</b>	<b>EDISON S.p.A.</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>OFF SHORE – MARE ADRIATICO A CIRCA 20 KM DALLA COSTA</b>
<b>DATA DI EMISSIONE</b>	<b>19/01/2014</b>
<b>NUMERO TOTALE DI PAGINE</b>	<b>18</b>

## INDICE

<b>PREMESSA</b>	<b>71</b>
<b>1. FINALITÀ DEL PIANO</b>	<b>71</b>
<b>2. PRESCRIZIONI GENERALI DI RIFERIMENTO PER L'ESECUZIONE DEL PIANO</b>	<b>71</b>
OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO.....	71
DIVIETO DI MISCELAZIONE .....	72
FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI.....	72
<b>3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME</b>	<b>73</b>
CONSUMI/UTILIZZI DI MATERIE PRIME .....	73
CONTROLLI SUI CONTENITORI E SUGLI ALTRI CONTENITORI DI STOCCAGGIO.....	73
AREE DI STOCCAGGIO E BACINI DI CONTENIMENTO.....	73
CONSUMI IDRICI .....	73
CONSUMI ENERGETICI.....	74
COMBUSTIBILI.....	74
<b>4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA</b>	<b>74</b>
IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONI IN ARIA .....	74
CONTROLLI PREVISTI PER I PUNTI DI EMISSIONE .....	75
METODI DI ANALISI DI RIFERIMENTO (MANUALI E STRUMENTALI) DI EMISSIONI CONVOGLIATE DI AERIFORMI .....	76
<b>5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA</b>	<b>77</b>
IDENTIFICAZIONE E MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI.....	77
<b>6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI</b>	<b>77</b>
METODO DI MISURA DEL RUMORE .....	78
<b>7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI</b>	<b>78</b>
<b>8. ATTIVITÀ DI QA/QC</b>	<b>79</b>
CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DEI CAMPIONI .....	79
STRUMENTAZIONE DI PROCESSO UTILIZZATA A FINI DI VERIFICA DI CONFORMITÀ .....	80
CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE .....	80
<b>9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO</b>	<b>80</b>
DEFINIZIONI.....	80
FORMULE DI CALCOLO .....	81
VALIDAZIONE DEI DATI .....	82
INDISPONIBILITÀ DEI DATI DI MONITORAGGIO .....	82
EVENTUALI NON CONFORMITÀ .....	82
OBBLIGO DI COMUNICAZIONE ANNUALE .....	82
GESTIONE E PRESENTAZIONE DEI DATI .....	84
<b>10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO</b>	<b>84</b>
ATTIVITÀ A CARICO DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO (PREVISIONE).....	86

## PREMESSA

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

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

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

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

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

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

### 1. Finalità del piano

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

### 2. Prescrizioni generali di riferimento per l'esecuzione del piano

#### OBBLIGO DI ESECUZIONE DEL PIANO

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

## **DIVIETO DI MISCELAZIONE**

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

## **FUNZIONAMENTO DEI SISTEMI**

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

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

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

---

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

### 3. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE MATERIE PRIME

#### CONSUMI/UTILIZZI DI MATERIE PRIME

Devono essere registrati i consumi di combustibile e gli approvvigionamenti delle altre materie prime utilizzate; per ciascuno di questi devono essere forniti i dati riportati nella seguente tabella 1.

Tabella 1: Consumi di materie prime

Tipologia	Codice Identificativo	Fase di utilizzo	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura	U.M.	Modalità di registrazione	Report
Gasolio	(1)	M2/5/7/12/13	Ogni arrivo		m <sup>3</sup>	Database elettronico	Annuale
Anticorrosivo	(1)	M8	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Battericida	(1)	M8	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Deossigenante	(1)	M8	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale
Olio diatermico	(1)	M2	Ogni cambio (ciclo chiuso)		t	Database elettronico	Annuale
Olio lubrificazione	(1)	(lubrificante per motori)	Ogni arrivo		t	Database elettronico	Annuale

(1) Il codice identificativo sarà registrato sulla base di quanto riportato nella scheda tecnica del materiale

#### CONTROLLI SUI CONTENITORI E SUGLI ALTRI CONTENITORI DI STOCCAGGIO

Il Gestore dovrà verificare, tramite ispezioni annuali e in caso di eventi incidentali od anomali, lo stato dei contenitori delle materie sopra elencate, al fine di prevenire fenomeni di contaminazione in mare. Per i contenitori e le linee di distribuzione deve essere prodotta documentazione relativa alle pratiche di monitoraggio e controllo.

#### AREE DI STOCCAGGIO E BACINI DI CONTENIMENTO

Il Gestore dovrà trimestralmente effettuare controlli e pulizia delle aree di stoccaggio e dei bacini di contenimento annotando l'esito delle attività e informando tempestivamente l'Autorità di Controllo nel caso di anomalie riscontrate.

#### CONSUMI IDRICI

Devono essere registrati i consumi idrici, direttamente o indirettamente tramite la stima dell'operatività delle pompe ad esso collegate, con le modalità riportate nella tabella sottostante.

Tabella 3: Consumi idrici

Tipologia	Punto di prelievo	utilizzo	Parametro	U.M.	Frequenza monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Acqua di mare	GX 103AeB GX113 GX117	elettropompe per raffreddamento, antincendio	Portata	m <sup>3</sup> /h	Sulla base dell'utilizzo delle pompe di prelievo	Database elettronico	Annuale
			temperatura	°C	Continuo		
			temperatura	°C	Continuo		



## CONSUMI ENERGETICI

Devono essere registrati i consumi e la produzione di energia e deve essere compilata la seguente tabella 4 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale.

**Tabella 4: Consumi di energia**

Parametro	U. M.	Metodo Monitoraggio	Frequenza Monitoraggio	Modalità di registrazione	Report
Produzione energia elettrica	MWh	Contatore	Mensile	Database elettronico	Annuale
Consumi energia elettrica	MWh	Contatore	Mensile	Database elettronico	Annuale

## COMBUSTIBILI

Devono essere registrati i consumi dei combustibili utilizzati e deve essere compilata la seguente tabella 5 riepilogativa con un Rapporto con cadenza annuale

**Tabella 5: Combustibili**

Parametro	Metodo di misura	Frequenza Monitoraggio	U.M.	Modalità di registrazione	Report
Gasolio	Contatore	Mensile	m <sup>3</sup>	Database elettronico	Annuale
Propano	Contatore	Sulla base dell'utilizzo (accensione a distanza della torcia)	t	Database elettronico	Annuale

## 4. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA

La selezione dei punti di emissione significativi e delle sostanze con obbligo di monitoraggio, con le relative frequenze, derivano dall'analisi del processo e da obblighi di legge. Sono in particolare da tenere in considerazione gli obblighi di monitoraggio derivanti dal D.lgs. 152/2006.

### IDENTIFICAZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONI IN ARIA

Per quanto attiene all'identificazione dei punti di emissione in aria, quelli da considerare sono riportati nella seguente tabella 7 (X e Y del Sistema di Riferimento delle coordinate UTM/WGS84).

**Tabella 7: Punti di emissione convogliata**

Punto di emissione	Descrizione	Latitudine	Longitudine	Altezza <sup>1</sup> [m]	diametro [m]
--------------------	-------------	------------	-------------	-----------------------------	-----------------

E2	Camino della caldaia ad olio diatermico per il riscaldamento del greggio	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	22	0,6
E3	Camino della caldaia ad olio diatermico per il riscaldamento del greggio	da confermare/ comunicare	da confermare/ comunicare	22	0,6

<sup>1</sup> Il valore è riferito al livello del mare

### CONTROLLI PREVISTI PER I PUNTI DI EMISSIONE

Gli autocontrolli dovranno essere effettuati per tutti i punti di emissione con la frequenza stabilita nella successiva tabella 8.

**Tabella 8: Parametri da misurare per le emissioni convogliate**

Punto di emissione	Parametro	Limite/prescrizione (Autorità competente)	U.M.	Frequenza Monitoraggio	Metodo di misura	Modalità Registrazione	Report
Camini E2,E3	Temperatura	Parametri operativi	°C	Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	Pressione	Parametri operativi	mbar	Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	Portata	Parametri operativi	Nm <sup>3</sup> /h	Trimestrale	UNI EN 10169:2001 <sup>(1)</sup>	Database elettronico	Annuale
	Ossigeno	Parametri operativi	%	Trimestrale	UNI EN 14789:2006	Database elettronico	Annuale
	Umidità	Parametri operativi	%	Trimestrale	Metodo differenziale	Database elettronico	Annuale
	NO <sub>x</sub>	Come da autorizzazione	mg/Nm <sup>3</sup>	Trimestrale	UNI 10878:2000 UNI 14792:2006?	Database elettronico	Annuale
	Polveri	Come da autorizzazione		Trimestrale		Database elettronico	Annuale
	SO <sub>x</sub>	Come da autorizzazione	mg/Nm <sup>3</sup>	Trimestrale		Database elettronico	Annuale

Quando non espressamente indicato deve essere sempre preventivamente concordato con l'Autorità di Controllo.

## **METODI DI ANALISI DI RIFERIMENTO (MANUALI E STRUMENTALI) DI EMISSIONI CONVogliATE DI AERIFORMI**

I metodi specificati in questo paragrafo costituiscono i metodi di riferimento da utilizzare per le analisi e i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

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

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

Allegato 1 al decreto ministeriale 25 agosto 2000 "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) per il rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di zolfo e ossidi di azoto espressi rispettivamente come SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub>.

**Norma UNI EN 14792:2006** per NO<sub>x</sub>.

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> 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 US EPA method 210** per la determinazione del PM<sub>10</sub> filtrabile.

**Norma US EPA method 202** per la determinazione del PM<sub>10</sub> condensabile.

Si considera attendibile qualunque misura eseguita, con metodi non di riferimento o non

espressamente indicati in questo Piano di monitoraggio e controllo, purché rispondente alla **Norma**

**CEN/TS 14793:2005** – procedimento di validazione interlaboratorio per un metodo alternativo

confrontato con un metodo di riferimento.

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

## 5. MONITORAGGIO DELLE EMISSIONI IN ACQUA

### IDENTIFICAZIONE E MONITORAGGIO DEGLI SCARICHI IDRICI

In considerazione delle ridotte emissioni degli scarichi idrici in mare (dovuti principalmente alla differenziazione dei drenaggi e di tali scarichi), il controllo di tali scarichi dovrà essere effettuato con: i) prelievo regolare prima che esso defluisca dal Sump Caisson ad una profondità di circa 30 metri sotto il livello dell'acqua; ii) in occasione di attività di controllo e manutenzione di quest'ultimo, direttamente con prelievo in profondità per verificarne l'efficienza.

**Tabella 9: Emissioni in Acqua: parametri monitorati**

Punto di Emissione	Parametro	Frequenza di Monitoraggio	U.M.	Limiti/prescrizioni	Modalità di registrazione	Report
Sump Caisson	Portata	trimestrale	m <sup>3</sup> /h	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale
	Temperatura	trimestrale	°C	A fini conoscitivi	Database elettronico	Annuale

**Tabella 10: Emissioni in Acqua: metodi di misura**

Parametro	Metodo di misura
Temperatura	EN/IEC 60751
	DIN 43760
Portata	ISO 9104
	ISO 13359
	ISO 6817

I risultati dei controlli riportati nella tabella 9 dovranno essere contenuti nel Rapporto con cadenza annuale.

## 6. MONITORAGGIO DEI LIVELLI SONORI

L'impianto deve essere sottoposto a monitoraggio del rumore negli ambienti di lavoro in conformità alle normative vigenti in materia. Il monitoraggio dovrà verificare il rispetto dei livelli sonori e prevedere eventuali sistemi di protezione individuale da adoperare **principalmente** durante le attività di presidio temporaneo. Tale monitoraggio sarà predisposto secondo procedura definita preventivamente ed effettuato misurando i livelli acustici negli ambienti di lavoro durante le attività di presidio temporaneo. Le misurazioni dovranno essere effettuate da personale qualificato e con

strumentazione conforme alla normativa vigente, sottoposta a taratura periodica. Le misure dovranno essere ripetute ogni 2 anni dall'ultima campagna acustica effettuata. Nei casi di modifiche impiantistiche che possono comportare una variazione dell'impatto acustico nei confronti dell'esterno, il Gestore dovrà effettuare una valutazione preventiva dell'impatto acustico. La relazione di impatto acustico dovrà comprendere le misure di Leq durante le attività di presidio temporaneo, i valori di Leq orari, una descrizione delle modalità di funzionamento delle sorgenti durante la campagna delle misure e la georeferenziazione dei punti di misura. Sarà cura del tecnico competente in acustica rivalutare, eventualmente, i punti di misura già presi in considerazione per avere la migliore rappresentazione dell'impatto emissivo della sorgente. Il Gestore deve, quindici giorni prima dell'effettuazione della campagna di misura, comunicare all'Ente di Controllo gli eventuali nuovi punti di misura selezionati dal tecnico competente in acustica. I risultati dei controlli sopra riportati dovranno essere riportati nel Rapporto annuale.

### **METODO DI MISURA DEL RUMORE**

Il metodo di misura deve essere scelto in modo da soddisfare le specifiche di cui all'allegato b del DM 16/3/1998. Le misure devono essere eseguite in assenza di precipitazioni atmosferiche, neve o nebbia e con velocità del vento inferiore a 5 m/s sempre in accordo con le norme CEI 29-10 ed EN 60804/1994. La strumentazione utilizzata (fonometro, microfono, calibratore) deve essere anch'essa conforme a quanto indicato nel succitato decreto e certificata da centri di taratura. Tutta la documentazione attinente la generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

## **7. MONITORAGGIO DEI RIFIUTI**

La gestione dovrà essere effettuata in accordo vigente normativa italiana. Le quantità di rifiuti prodotti saranno registrate negli appositi registri dei rifiuti (dal gestore ovvero la base portuale di Ortona). La quantificazione e classificazione dei rifiuti prodotti dovrà essere effettuata compilando la tabella seguente.

**Tabella 10: Monitoraggio e controllo della quantità dei rifiuti prodotti**

<b>Categoria CER</b>	<b>Descrizione</b>	<b>U.M.</b>	<b>Frequenza Monitoraggio</b>	<b>Modalità Rilevamento</b>	<b>Modalità di registrazione</b>	<b>Report</b>
Vari	Vari	Kg/m <sup>3</sup> /l	Ogni consegna	Buono Consegna Rifiuti di Bordo	Registro degli Idrocarburi e Registro per i Rifiuti Solidi	Annuale

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

#### Controllo tipologia

La raccolta e la separazione dei rifiuti dovranno essere effettuate a partire dalla loro tipologia, in conformità a quanto previsto dalle vigenti normative nazionali ed internazionali. In particolare i rifiuti prodotti dovranno essere raccolti e suddivisi per tipologie in idonei contenitori, chiaramente identificabili, e posti nelle aree di stoccaggio dedicate; successivamente i rifiuti dovranno essere inviati a terra, e consegnati alla ditta concessionaria, autorizzata alla ricezione ed all'avvio a smaltimento/recupero degli stessi. Per garantire la corretta gestione dei rifiuti, le aree di raccolta rifiuti verranno monitorate secondo quanto riportato nella seguente tabella:

#### Fondale Marino

Per tutta la durata dell'esercizio e per l'anno successivo alla sua dismissione, l'ambiente marino interessato dalla presenza della piattaforma stessa dovrà essere sottoposta ad un Piano di monitoraggio, così come prescritto nell'ambito della procedura di V.I.A.

Le analisi del fondale dovranno essere ripetute con cadenza periodica.

## 8. ATTIVITÀ DI QA/QC

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

### **CAMPIONAMENTI MANUALI ED ANALISI IN LABORATORIO DEI CAMPIONI**

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.

## **STRUMENTAZIONE DI PROCESSO UTILIZZATA A FINI DI VERIFICA DI CONFORMITÀ**

La strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica fiscale dovrà essere operata secondo le prescrizioni riportate nel presente piano di monitoraggio e controllo e sarà sottoposta a verifica da parte dell'autorità di controllo secondo le stesse procedure adottate nel presente piano. Il gestore dovrà conservare un rapporto informatizzato di tutte le operazioni di taratura, verifica della calibrazione ed eventuali manutenzioni eseguite sugli strumenti. Il rapporto dovrà contenere la data e l'ora dell'intervento (inizio e fine del lavoro), il codice dello strumento, la spiegazione dell'intervento, la descrizione succinta dell'azione eseguita e la firma dal tecnico che ha effettuato il lavoro. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati saranno mantenuti nell'impianto per un periodo non inferiore a due anni, per assicurarne la traccia. Infine, qualora, per motivi al momento non prevedibili, fosse necessario attuare delle modifiche di processo e/o tecnologiche che cambino la natura della misura e/o la catena di riferibilità del dato allo specifico strumento indicato nel presente piano di monitoraggio dovrà essere data comunicazione preventiva all'autorità di controllo. La notifica dovrà essere corredata di una relazione che spieghi le ragioni della variazione del processo/tecnologica, le conseguenze sulla misurazione e le proposte di eventuali alternative. Dovrà essere prodotta, anche, la copia del nuovo PI&D con l'indicazione delle sigle degli strumenti modificate e/o la nuova posizione sulle linee.

## **CONTROLLO DI IMPIANTI E APPARECCHIATURE**

Nel registro di gestione interno il Gestore è tenuto a registrare tutti i controlli fatti per il corretto funzionamento di sistemi quali, sonde temperatura, aspirazioni, pompe ecc., sistemi di abbattimento e gli interventi di manutenzione. Dovrà essere data comunicazione immediata all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA) di malfunzionamenti che compromettono la performance ambientale. Tutti i documenti attinenti alla generazione dei dati di monitoraggio devono essere conservati dal Gestore per un periodo non inferiore a dieci anni.

## **9. COMUNICAZIONE DEI RISULTATI DEL PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO**

### **DEFINIZIONI**

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

**Trattamento dei dati sotto il limite di quantificazione**, i dati di monitoraggio che saranno sotto il LdQ verranno, ai fini del presente rapporto, sostituiti da un valore pari alla metà del LdQ per il calcolo dei valori medi, nel caso di misure puntuali (condizione conservativa). Saranno, invece, poste uguale 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 del metano, bruciato nello stesso mese di riferimento. L'energia generata in caldaia è data dal prodotto della quantità di metano combusto nel mese moltiplicata per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del gas, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

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

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

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

## FORMULE DI CALCOLO

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

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

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

$T_{\text{anno}}$  = Tonnellate anno;

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

$F_{\text{misurato}}$  = Media mensile dei flussi in  $\text{Nm}^3/\text{mese}$ ;

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

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

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



$K_{\text{mese}}$  = chilogrammi emessi anno

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

$F_{\text{misurato}}$  = 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 Rapporto 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 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Valutazioni Ambientali), all'Autorità di controllo (ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un Rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti:

*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 di ogni gruppo.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni gruppo.
- Energia generata in MW<sub>h</sub>, su base temporale mensile, da 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'Autorità di controllo (ISPRA).
- Il Gestore deve riportare il riassunto degli eventi incidentali di cui si è data comunicazione all'Autorità Competente e all'Autorità di controllo (ISPRA).

### **Consumi**

- Consumo di materie ausiliarie (oli) nell'anno.
- Consumo idrico nell'anno.
- Consumo di gasolio nell'anno suddiviso per consumo dei turbogas, consumo dei motori di lancio e consumo del gruppo elettrogeno e pompe antincendio.
- Energia importata da rete esterna, energia prodotta dai turbogas, energia prodotta da gruppo elettrogeno, energia immessa in rete, energia auto-consumata, su base temporale annuale.

### **Consumi specifici per MWhg generato su base annuale**

- Acqua ( $m^3/MWhg$ ), gasolio ( $kg/MWhg$ ), energia elettrica auto-consumata ( $kWh/MWhg$ )

### **Caratteristiche dei combustibili**

- Schede tecniche del gasolio utilizzato nell'anno, con annotazione delle caratteristiche chimico-fisiche eventualmente determinate tramite campionamento e analisi.

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

- Tonnellate emesse per anno  $NO_x$ ,  $CO$ , polveri,  $SO_2$  e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Concentrazione media trimestrale in  $mg/Nm^3$  di  $NO_x$ ,  $CO$ , polveri,  $SO_2$  e tutte le altre sostanze regolamentate nell'autorizzazione in termini di emissioni in aria
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di  $NO_x$ ,  $CO$ , polveri,  $SO_2$  (in  $kg/MWhg$ )
- Emissione specifica annuale per unità di combustibile bruciato di  $NO_x$  e  $CO$ , polveri,  $SO_2$  (in  $kg/1000 t$ )
- N° di accensioni e spegnimenti annui di ciascun gruppo.
- Emissioni in tonnellate per tutti gli eventi di avvio/spegnimento di  $NO_x$  e  $CO$ , polveri,  $SO_2$ .

### **Emissioni per l'intero impianto: ACQUA**

- Quantità emessa per anno di tutti gli inquinanti regolamentati in acqua.
- Risultati delle analisi di controllo di tutti gli inquinanti come previsto dal PMC

### **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.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti nell'anno precedente soggetti a deposito preliminare.

- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/1000 t di gasolio ed in kg/MWh generato.
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.
- Criterio di gestione del deposito temporaneo di rifiuti adottato per l'anno in corso.

**Emissioni per l'intero impianto: RUMORE**

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

**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, includendo anche le informazioni relative alla generazione dei dati. I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di Controllo. Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi. Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

**10. QUADRO SINOTTICO DEI CONTROLLI E PARTECIPAZIONE DELL'AUTORITA DI CONTROLLO**

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Consumi</b>					
Combustibili e altre sostanze	Mensile/trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Continuo	Annuale			
Energia	Mensile	Annuale			
<b>Aria</b>					
Emissioni	Trimestrale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale

FASI	GESTORE	GESTORE	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA	ISPRA ARPA
	Autocontrollo	Rapporto	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame Rapporto
<b>Acqua</b>					
Emissioni	biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rumore</b>					
Sorgenti	biennale	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					
Verifica depositi temporanei e preliminari	Mensile	Annuale	Biennale	Vedi tabella seguente	Annuale

*[Handwritten signatures and initials]*

### ATTIVITÀ A CARICO DELL'AUTORITÀ DI CONTROLLO (PREVISIONE)

TIPOLOGIA DI INTERVENTO	FREQUENZA	COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA	TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO (5 anni)
Valutazione Rapporto	Annuale	Tutte	5
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Biennale	Tutte	2
Campionamenti e analisi	Biennale	<p><u>Emissioni in atmosfera</u></p> <p>Campionamento ed analisi degli inquinanti emessi dai camini autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo (criterio di rotazione del controllo ai camini)</p>	2
	Biennale	<p><u>Scarichi idrici</u></p> <p>Campionamento ed analisi degli inquinanti relativi agli scarichi idrici autorizzati con priorità per quelli ritenuti significativi dall'Ente di Controllo</p>	2

Verifica dello stato dei luoghi (sorgenti e recettori) e valutazione documentale delle misurazioni effettuate dal Gestore	Biennale	<u>Rumore</u> Misurazione e valutazione a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dello stato dei depositi temporanei e preliminari e delle prescrizioni tecniche e gestionali	Biennale	<u>Rifiuti</u> Campionamento ed analisi a discrezione dell'Ente di Controllo	2
Verifica dei registri di manutenzione ed ispezione	Biennale	Valutazione autocontrolli	2

Guido Monteforte Specchi  
(Presidente)

Cons. Giuseppe Caruso  
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

Dott. Gaetano Bordone  
(Coordinatore Sottocommissione VIA)

Arch. Maria Fernanda Stagno d'Alcontres  
(Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)

Avv. Sandro Campilongo  
(Segretario)


*[Handwritten signatures and initials on the right side of the page, including a large signature at the top right and several smaller ones below it.]*

*[Handwritten initials and marks at the bottom of the page, including 'Ch', '1.', 'FM', 'V', and other scribbles.]*

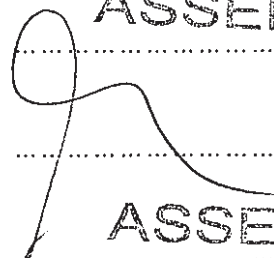
Prof. Saverio Altieri



Prof. Vittorio Amadio



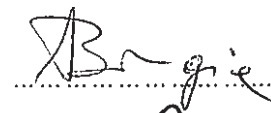
Dott. Renzo Baldoni

ASSENTE  



Avv. Filippo Bernocchi

ASSENTE  



Ing. Stefano Bonino



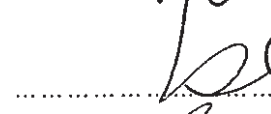
Dott. Andrea Borgia



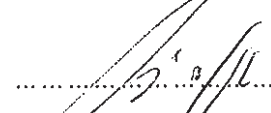
Ing. Silvio Bosetti



Ing. Stefano Calzolari



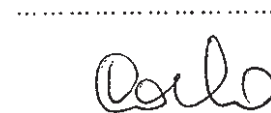
Ing. Antonio Castelgrande



Arch. Giuseppe Chiriatti

ASSENTE  



Arch. Laura Cobello



Prof. Carlo Collivignarelli

ASSENTE  

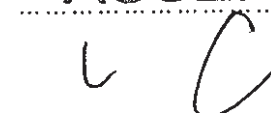

Dott. Siro Corezzi




Dott. Federico Crescenzi

ASSENTE  

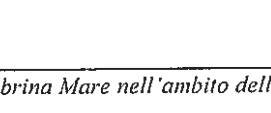

Prof.ssa Barbara Santa De Donno



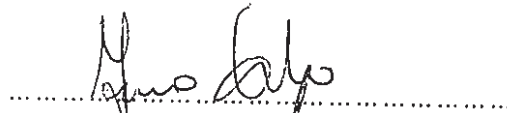
Cons. Marco De Giorgi



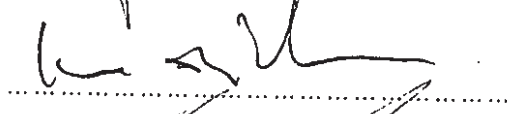
Ing. Chiara Di Mambro



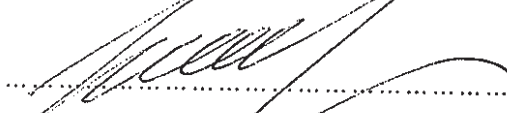
Ing. Francesco Di Mino



Avv. Luca Di Raimondo



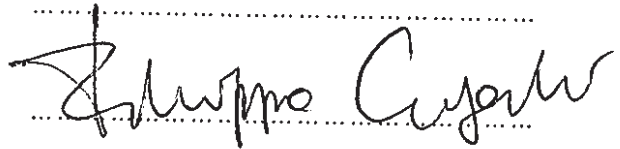
Ing. Graziano Falappa



Arch. Antonio Gatto

ASSENTE

Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini



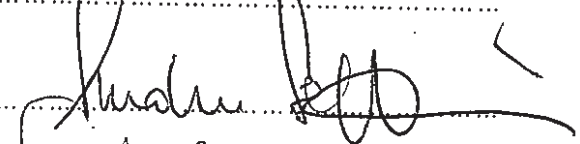
Prof. Antonio Grimaldi

ASSENTE

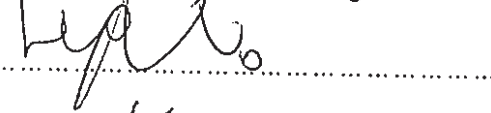
Ing. Despoina Karniadaki

ASSENTE

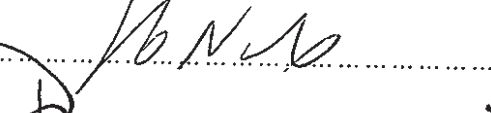
Dott. Andrea Lazzari



Arch. Sergio Lembo



Arch. Salvatore Lo Nardo



Arch. Bortolo Mainardi

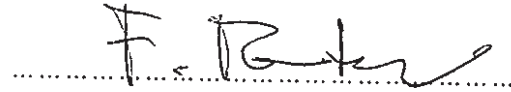


ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

ASSENTE

Ing. Arturo Luca Montanelli



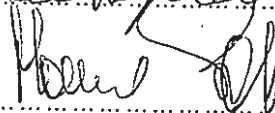
Ing. Francesco Montemagno

ASSENTE

Ing. Santi Muscarà



Arch. Eleni Papaleludi Melis



Ing. Mauro Patti





Cons. Roberto Proietti

ASSENTE

Dott. Vincenzo Ruggiero

ASSENTE

Dott. Vincenzo Sacco

V. Sacco

Avv. Xavier Santiapichi

ASSENTE

Dott. Paolo Saraceno

ASSENTE

Dott. Franco Secchieri

F. Secchieri

Arch. Francesca Soro

F. Soro

Dott. Francesco Carmelo Vazzana

ASSENTE

Ing. Roberto Viviani

R. Viviani

Arch. Antonio Sorgi (Regione Abruzzo )

ASSENTE

Arch. Francesco Romano Manfredi Selvaggi  
(Regione Molise)

ASSENTE