



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

COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA DELL'IMPATTO  
AMBIENTALE - VIA E VAS

IL SEGRETARIO \_\_\_\_\_



Ministero dell' Ambiente e della Tutela del Territorio  
e del Mare - Commissione Tecnica VIA - VAS

U.prot CTVA - 2013 - 0001587 del 10/05/2013

Pratica N: .....

Prof. Mittente: .....



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

E.prot DVA - 2013 - 0010949 del 13/05/2013

Al Sig. Ministro  
per il tramite del Sig. Capo di Gabinetto

Sede

Direzione Generale per le  
Valutazioni Ambientali

Sede



**OGGETTO: I.D. VIP 1782 trasmissione parere n. 1203 CTVA del 12 aprile 2013.  
Istruttoria VIA Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e  
gassosi B.C13.AS Progetto CLARA NW NORD OVEST, proponente:  
ENI S.p.A.**

Ai sensi dell'art. 11, comma 4 lettera e) del D.M. GAB/DEC/150/2007, e per le successive azioni di competenza della Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali, si trasmette copia conforme del parere relativo al procedimento in oggetto, approvato dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS nella seduta Plenaria del 12 aprile 2013.

Si saluta.

Il Segretario della Commissione  
(avv. Sandro Campilongo)

All. c/s

Ufficio Mittente: MATT-CTVA-US-00  
Funzionario responsabile: CTVA-US-06  
CTVA-US-06\_2013-0117.DOC



## LA COMMISSIONE TECNICA DI VERIFICA PER L'IMPATTO AMBIENTALE – VIA e VAS

**VISTA** la domanda di pronuncia di compatibilità ambientale presentata dalla Società ENI S.p.a. Divisione Exploration & Production Distretto Settentrionale (d'ora in avanti Proponente) in data 28/02/2012 e acquisita dalla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (d'ora in avanti DVA) con nota prot. n. DVA-2012-5380 in data 02/03/2012 per il progetto "Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C13.AS Progetto CLARA NW NORD OVEST";

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.;

**VISTO** l'articolo 6 comma 17 del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i. che dispone: "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 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 [http://www.bosettiegatti.com/info/norme/statali/2010\\_0128.htm](http://www.bosettiegatti.com/info/norme/statali/2010_0128.htm) 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. 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." - comma così sostituito dall'art. 35, comma 1, legge n. 134 del 2012;

**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 prevede l'istituzione della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA-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 Legge 6 luglio 2011, n. 98 convertito in legge il 15 luglio 2011, L. n. 111/2011 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 6 luglio 2011, n. 98 recante disposizioni urgenti per la stabilizzazione finanziaria" ed in particolare l'art. 5 comma 2-bis;

**VIŖTO** il Decreto 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 prot. GAB/DEC/112/2011 del 19/07/2011 e s.m.i.

**VISTO** il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 4 marzo 2011 e in particolare l'art. 2 "Definizioni", comma i) che di seguito si riporta "«attività di coltivazione»: insieme delle operazioni necessarie per la produzione di idrocarburi liquidi e gassosi";

**VISTA** la documentazione trasmessa dal Proponente, acquisita al protocollo DVA-2012-5380 del 02/03/2012 e contenente:

- Studio di impatto ambientale Doc. SICS n.197 Febbraio 2012;
- "Politica HSE" - Appendice 1 - Doc. A1-POL-DICS-HSE-00-01 del 27/09/10;
- Elenco delle autorizzazioni del progetto "Clara NW";
- Dichiarazione giurata sull'esattezza e veridicit  dei dati e delle informazioni contenuti nella documentazione;
- Certificato ISO1401:2004 - N.EMS-909/S - Certificato OHSAS.18001;
- Report Ambientale Campo Gas Clara NW" - Appendice 3 - AM574 del 20/09/2011;
- Report Ambientale Sealine - Appendice 4 - AM572 del 20/09/2011;
- "Modello elasto-plastico di subsidenza" - Appendice 5 - Doc. 14/2011 del 29/12/2011;
- "Programma geologico-perforazione-completamento piattaforma Clara NW" - pozzi NW 1 dir, NW 2 dir, NW 3 dir, NW 4 dir - Doc. ARPO-CS del Dicembre 2011 - Appendice 6;
- "Clara NW - Descrizione del progetto" - Doc. 000373\_DV\_CS.DPM.0018.000\_04 del 30/12/2011;
- Sintesi non tecnica dello studio di impatto ambientale;
- Allegati cartografici - n.6;

**VISTA** la nota n. DVA-2012-7305 del 23/03/2012 acquisita al protocollo al n. CTVA-2012-1120 del 26/03/2012 con cui la Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali ha comunicato alla Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS (d'ora in avanti Commissione) l'esito positivo delle verifiche tecnico-amministrative per la procedibilit  dell'istanza;

**PRESO ATTO** che la pubblicazione dell'annuncio relativo alla domanda di pronuncia di compatibilit  ambientale ed al conseguente deposito del progetto e dello studio di impatto ambientale per la pubblica consultazione,   avvenuta in data 01/03/2012 sui quotidiani "Il Corriere della Sera" e "Il Resto del Carlino";

**VISTA** la nota acquisita al protocollo della Direzione n. DVA-2012-9997 del 26/04/2012 con cui la Regione Marche ha manifestato il concorrente interesse regionale per il progetto "Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C13.AS Progetto CLARA NW NORD OVEST";

**VISTA** la richiesta di integrazioni della Regione Marche acquisita dalla Direzione con nota prot. n. DVA-2012-2429 del 06/07/2012;

**VISTA** la nota DVA-2012-17066 del 16/07/2012 con cui la Direzione ha richiesto al Proponente di "voler fornire quanto richiesto oltre che alla stessa Regione Marche anche alla scrivente, nonch  a tutte le Amministrazioni coinvolte nella procedura di VIA";

**VISTA** la nota prot. n. 744/DICS del 30/07/2012 trasmessa dal Proponente, acquisita al protocollo della Commissione prot. n. CTVA-2012-2842 del 06/08/2012 con cui   stata trasmessa documentazione integrativa volontaria contenente:

- Chiarimenti allo Studio di Impatto Ambientale;
- Chiarimenti e integrazioni in risposta alla richiesta di integrazioni della Regione Marche;

**CONSIDERATO** che

per quanto riguarda il Quadro di Riferimento Programmatico:

il Proponente ha effettuato un'analisi sui principali vincoli eventualmente insistenti sull'area di studio ed in particolare:

- Zone marine a parco (Legge 979/1982, art. 31);

- Zone costiere facenti parte di aree naturali protette o soggette a misura di salvaguardia ai sensi della Legge 394/1991;
- Zone archeologiche marine (ex Legge 1089/39);
- Zone marine di ripopolamento (Legge 41/82);
- Aree vincolate in base a specifiche Ordinanze emesse dalle Capitanerie di Porto competenti;
- Zone costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale);
- Zone costiere interessate da "Important Bird Area (IBA)";
- Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971);
- Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.);
- Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i..

Il regime vincolistico è stato verificato mediante la consultazione dei seguenti siti web ufficiali:

- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali – SITAP;
- Sovrintendenze dei Beni Archeologici;
- Portale cartografico nazionale (PCN) – Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Portale Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Regione Marche;

e per mezzo di informazioni reperite telefonicamente dalla Capitaneria di Porto di Ancona.

**CONSIDERATO, inoltre, che:**

Il D.Lgs. n. 128 del 29 Giugno 2010 "*Modifiche ed integrazioni al D.Lgs 3 aprile 2006, n. 152*" sancisce il divieto delle attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare nelle seguenti aree:

- nelle zone comprese 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 internazionali;
- nelle zone di mare poste entro 12 miglia marine dal perimetro esterno 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 internazionali;
- nella fascia marina compresa entro 5 miglia marine dalla linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale, per i soli idrocarburi liquidi.

Il comma 17 dell'art. 6 della Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. prescrive, inoltre, che "*al di fuori delle suddette aree tutelate, le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale.*"

**VALUTATO che:**

dall'analisi della legislazione vigente, si evince che il progetto "Clara NW" risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa analizzata, in particolare:

- con i provvedimenti di carattere strategico in ambito energetico, in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero, grazie allo sfruttamento del giacimento a gas "Clara";

- con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera, in quanto lo sfruttamento del giacimento costituirebbe un incentivo all'utilizzo del gas naturale come fonte preferenziale di energia con conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in accordo agli obiettivi di Kyoto;
- con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso;
- con i vincoli di cui all'art. 6, comma 17 della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 128/2010 in quanto il campo Clara Est è posta a distanza maggiore di 12 miglia marine dalle aree naturali protette, a qualsiasi titolo, presenti a mare e nel tratto di costa interessato.

VALUTATO, inoltre, che:

- la futura piattaforma Clara NW sarà ubicata ad una distanza di circa 45 km (circa 24,3 miglia nautiche) dalla costa e, pertanto, non si verificheranno interferenze delle attività in progetto con le zone tutelate a qualsiasi titolo eventualmente presenti sulle coste marchigiane;
- la concessione Clara non interferisce con aree marine protette a qualsiasi titolo per scopi di tutela ambientale, né con la fascia di 12 miglia generata dalla eventuale presenza delle stesse nel tratto di mare considerato.

CONSIDERATO che in relazione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN) del marzo 2013:

- Gli obiettivi sono i seguenti: riduzione dei costi dell'energia, pieno raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi europei in materia ambientale, maggiore sicurezza di approvvigionamento e sviluppo industriale del settore energia: sono questi gli obiettivi del documento di Strategia Energetica Nazionale, pensati ad oltre vent'anni dall'ultimo Piano Energetico Nazionale;
- L'Italia ha a disposizione ingenti riserve provate di gas e petrolio, le più importanti dell' Europa continentale dopo i paesi nordici, pertanto secondo il documento di Strategia Energetica Nazionale al 2020 verrà sviluppata l'attuale produzione annuale italiana, sia onshore che offshore, ritornando sostanzialmente ai livelli degli anni novanta. E' prevista infatti ulteriore produzione di idrocarburi pari a circa 24 milioni di boe/anno (barili di olio equivalente) di gas e 57 di olio, portando dal 7 al 14% il contributo al fabbisogno energetico totale. Questo consentirà non solo di mobilitare investimenti e creare ulteriore occupazione ma soprattutto di conseguire un risparmio sulla bolletta energetica di circa 5 miliardi di euro l'anno;
- La realizzazione dei progetti legati alle attività estrattive prevedono comunque un impegno del Governo a non perseguirne lo sviluppo in aree sensibili in mare o in terraferma, ponendo quindi la massima attenzione alle tematiche ambientali e rispettando i più elevati standard internazionali in termini di sicurezza. Tutti gli sforzi del Paese devono essere infatti orientati verso la ripresa di una crescita sostenibile. Per il raggiungimento degli obiettivi citati, nel medio - lungo periodo ovvero per il 2020 che rappresenta il principale orizzonte di riferimento del documento, la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure, avviate o in corso di definizione, tra cui quella che interessa la "produzione sostenibile di idrocarburi nazionali";
- In particolare gli interventi di carattere normativo che interessano il settore offshore si propongono di: rafforzare le misure di sicurezza delle operazioni, in particolare attraverso l'implementazione delle misure di sicurezza offshore previste dalla proposta di regolamento europeo, adeguare gli iter autorizzativi agli standard europei, in particolare quelli previsti dalla recente proposta del Parlamento europeo, adottando ad esempio un modello di conferimento di un titolo abilitativo unico per esplorazione e produzione e prevedendo un termine ultimo per l'espressione di intese e pareri, e, fermi restando i limiti di tutela offshore definiti dal Codice Ambiente, recentemente aggiornato dal decreto legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134, sviluppare la produzione, in particolare quella di gas naturale, conservando margini di sicurezza uguali o superiori a quelli degli altri Paesi UE e mantenendo gli attuali vincoli di sicurezza e di tutela paesaggistica e ambientale.
- In materia di sicurezza delle attività offshore e dal confronto con le performance europee, in termini di blow-out registrati, l'Italia si colloca in una posizione di assoluta eccellenza, come dimostrano le statistiche che riportano infatti, tra il 2000 e il 2010, la perforazione di 230 pozzi di operatori italiani nelle acque italiane con 0 blowout e la perforazione di 817 pozzi nel mondo con un unico blowout

(Temsah NW), ovvero con un indice pari a 1,22 ogni 1000 pozzi. Gli operatori europei raggiungono invece un indice pari a 1,88 ogni 1000 pozzi perforati in aree offshore. Inoltre i dati raccolti durante le attività di perforazione e produzione condotte in Italia, sia onshore che offshore, evidenziano un decremento di incidenti rispettivamente del 74% e del 78% nell'anno 2011, se confrontati con i dati del 1995. Con particolare riferimento alle attività offshore si evidenzia che i giacimenti nazionali sono ampiamente conosciuti e caratterizzati da regimi di basse temperature e pressioni. Nel documento di Strategia Energetica Nazionale, tra le 5 zone che in Italia offrono un elevato potenziale di sviluppo, vengono citate anche l'Alto Adriatico e il Canale di Sicilia in cui si intendono sviluppare nuove e maggiori attività sostenibili in ambito offshore;

**CONSIDERATO** che in relazione alla sicurezza e tutela ambientale nelle attività offshore:

- In merito alle tematiche afferenti la salute e la sicurezza dei lavoratori, nonché la salvaguardia e la tutela dell'ambiente, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) svolge un ruolo chiave, in quanto tramite le sue strutture centrali e periferiche valuta dal punto di vista tecnico ed economico i progetti, rilascia le relative autorizzazioni, vigila sul regolare svolgimento dei lavori e sul rispetto delle norme di sicurezza nei luoghi di lavoro nell'intero settore della prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi incluse le attività offshore.
- Diversi Paesi del Mediterraneo e la Comunità Europea hanno adottato il Piano d'Azione per il Mediterraneo (Mediterranean Action Plan, MAP). In particolare, si segnala la "Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dai rischi dell'inquinamento" (Convenzione di Barcellona), quale strumento giuridico e operativo del MAP, che vede come firmatari i Paesi rivieraschi di entrambe le sponde del bacino, sia UE che extra UE. In attuazione della citata "Convenzione di Barcellona", per quanto di pertinenza delle tematiche offshore, con specifico riferimento agli aspetti ambientali, si cita il "Protocollo per la protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione e coltivazione dello piattaforma continentale, del fondo del mare e del suo sottosuolo" (Protocollo Offshore), entrato in vigore il 25 Marzo 2011.
- Inoltre è ben noto come la politica dell'Unione Europea sia sempre stata mirata a ridurre il verificarsi di incidenti gravi legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento e migliorando i meccanismi di risposta in caso d'incidente. Di conseguenza, il quadro normativo comunitario è divenuto nel tempo estremamente ampio, poggiando su alcune direttive di capitale importanza quali: Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione, Direttiva 96/61/CE del Consiglio, del 24 settembre 1996, sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento Direttiva 2000/60/CE, che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque.
- La Commissione Europea ha reagito al disastro nel Golfo del Messico (occorso al "pozzo Macondo") dell'Aprile 2010, avviando un'approfondita analisi delle attuali norme adottate nell'intera Unione Europea e dai suoi Stati Membri. Il 27 ottobre 2011, la Commissione Europea ha adottato lo schema di "Proposta di regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi" (Regolamento Offshore), che ha come obiettivo quello fissare elevati standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare aperto, riducendo le probabilità di accadimento di incidenti gravi, limitandone le conseguenze e aumentando, così, nel contempo, la protezione dell'ambiente marino. Attualmente (Gennaio 2013), il testo è all'esame di Parlamento Europeo, Commissione Europea e Consiglio Europeo e sarà adottato quasi certamente nel corso del primo semestre 2013 sotto forma di Direttiva. La DGRIME partecipa attivamente ai lavori mediante la formulazione di osservazioni e proposte volte ad accrescere gli standard di sicurezza europei. In particolare, è stata accolta la proposta italiana di inserire nella normativa l'adozione di strumenti quali la "black box", già introdotti nel nostro ordinamento a seguito degli approfondimenti tecnici successivi all'incidente del Golfo del Messico, e che entreranno a far parte del patrimonio di sicurezza comune di tutti gli Stati membri.
- Inoltre, l'Unione Europea ha recentemente aderito anch'essa al Protocollo Offshore con Decisione della Commissione Europea del 17 Dicembre 2012. Essa ha, quindi, valutato positivamente i benefici, derivanti da un'eventuale azione combinata tra Protocollo Offshore e Regolamento Offshore, in quanto il

primo è finalizzato principalmente ad assicurare "la protezione contro l'inquinamento da attività offshore", il secondo "la sicurezza delle attività offshore".

**CONSIDERATO** che in relazione ai piani di emergenza:

- Il Proponente è dotato di piani di emergenza per fronteggiare scenari incidentali, sia a livello locale (ruolo di emergenza della singola piattaforma) che generale (piano di emergenza generale del distretto, piano di emergenza ambientale off-shore.). Nei piani sono definiti i ruoli, le responsabilità, le competenze e le azioni operative da intraprendere in funzione dei diversi livelli di emergenza e della tipologia di emergenza. In particolare, tenuto conto che le coltivazioni afferenti all'area in esame si riferiscono esclusivamente a campi gas, le principali emergenze qualitativamente ipotizzabili, che potrebbero generare uno sversamento, come definite nel piano di emergenza ambientale off-shore, possono essere:
  - Versamenti a mare di gasolio e/o di prodotti ausiliari in seguito a rottura di manichette durante operazioni di trasferimento;
  - Versamenti a mare di gasolio e/o di prodotti ausiliari in seguito a perdita da serbatoi situati a bordo di piattaforme di perforazione o produzione e mancata tenuta dei sistemi di contenimento previsti;
  - Perdita di liquidi associati al gas e trasportati in sealine per rottura linea o corrosione;
  - Collisione aereo/navale con la struttura della piattaforma.
  - Kick di un pozzo in perforazione (con il termine "kick" si intende l'ingresso nel pozzo di fluidi di strato dalle formazioni attraversate)
- In ottemperanza a quanto previsto dalla normativa - D.M. 20/05/1982 "Norme di esecuzione del DPR 24 maggio 1979, n. 886, concernente le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi nel mare" - DICS ha attrezzato le basi operative portuali a terra con le dotazioni necessarie ad assicurare un immediato ed efficace intervento. Le dotazioni presenti presso la base operativa DICS di Marina di Ravenna, sono suddivise in kit. Sono ivi presenti un container di tipo "A" uno di tipo "B" e uno di tipo "C". In sintesi le principali dotazioni sono le seguenti:
  - Kit antinquinamento barriere assorbenti contenenti sacchetti di materiale assorbente, cuscini assorbenti, fogli assorbenti, guanti, stivali, sacchetti in plastica per il contenimento dei rifiuti;
  - panne galleggianti di tipo pneumatico, corredate di tutti gli accessori necessari;
  - skimmer a stramazzo completo di galleggianti;
  - Sono inoltre disponibili fusti di disperdente Bioversal HC il cui impiego deve essere autorizzato da MATTM.
- Come prescritto dalla normativa vigente di riferimento il Proponente comunica eventuali situazioni di emergenza in piattaforma alle autorità marittime di competenza (Capitaneria di Porto, Ufficio circondariale marittimo, Ufficio locale marittimo). In accordo con il Piano di Pronto Intervento Nazionale, l'autorità marittima esercita la direzione delle attività in mare, dalla difesa da inquinamento da idrocarburi o da altre sostanze nocive.
- In relazione ai tempi d'interventi in caso di emergenza e tipologia di mezzi utilizzati per l'intervento:
  - Il Proponente dispone di una propria flotta navale dedicata al distretto centro settentrionale costituita da dieci imbarcazioni che in caso di necessità garantiscono l'intervento del primo supply vessel disponibile;
  - I mezzi navali utilizzati per le operazioni di antinquinamento off-shore sono dei supply vessels "Rec-Oil", dotati di casse certificate per il contenimento di fluidi contaminati da idrocarburi;
  - In caso di emergenza, il tempo necessario per allestire il mezzo con le dotazioni antinquinamento presso la Banchina della base posta a Marina di Ravenna e consentire al personale reperibile di presentarsi all'imbarco è di circa 4 ore, a cui va aggiunto il tempo di navigazione che intercorre per raggiungere il sito della futura piattaforma Clara NW dalla suddetta base (circa 71 miglia) stimabile in circa 6,5 ore. In definitiva, dalla segnalazione dell'emergenza intercorrono circa 10 ore per poter intervenire sul sito.

- Va sottolineato che il circuito dei fluidi è un sistema chiuso, nel quale il fluido di perforazione viene pompato attraverso la batteria di perforazione, fuoriesce attraverso lo scalpello (dotato di appositi orifizi), ingloba i detriti di perforazione e quindi risale nel foro fino alla superficie, senza contatti con l'ambiente marino. All'uscita dal pozzo il fluido passa attraverso il sistema di rimozione dei solidi che lo separa dai detriti di perforazione e viene quindi raccolto nelle vasche per essere nuovamente condizionato e pompato in pozzo. L'utilizzo del fluido di perforazione all'interno di un sistema chiuso, utilizzato in tutte le attività di perforazione, non comporta pertanto alcuna perdita e permette di riutilizzare il fluido finché non perde le proprie capacità reologiche. Il fluido di perforazione, a base acquosa, non più utilizzato, è raccolto in apposite tank nel supply vessel e trasferito in banchina per il successivo trasporto in idonei centri di trattamento e smaltimento autorizzati.

**CONSIDERATO** che in relazione ai fluidi di perforazione, di seguito vengono elencati gli additivi chimici, suddivisi in base alle diverse proprietà, maggiormente utilizzati per il confezionamento dei fluidi di perforazione a base di acqua dolce.

<b>Principali prodotti chimici utilizzati nella preparazione di fanghi a base acquosa e loro caratteristiche</b>	
<b>Prodotto</b>	<b>Azione</b>
Acqua	Fluido di base
Bentonite (argilla sodica)	Viscosizzante principale
Barite (BaSO <sub>4</sub> ) - Carbonato di calcio (CaCO <sub>3</sub> )	Regolatore di peso
Soda caustica (NaOH)	Correttori di pH
Lignosolfonato Chrome free	Disperdenti/Deflocculante
PAC UL (Polimero cellulosico anionico) (cellulosa modificata)	Riduttori di filtrato
XANTAM GUM (biopolimero prodotto con polisaccaridi modificati da batteri del genere "xantomonas")	Controllo reologia
Sodio bicarbonato (NaHCO <sub>3</sub> )	Riduttore di pH, Reagente per ioni Ca <sup>++</sup>
Lubrificante (biodegradabile)	Riduzione torsione

Nelle tabelle seguenti si riportano le descrizioni, le concentrazioni e le quantità totali dei fluidi e degli additivi che si prevede di utilizzare per la realizzazione del progetto Clara NW, sulla base del programma fluidi. Occorre ricordare che il programma fluidi potrà essere variato in fase operativa a fronte di particolari esigenze geologiche / operative.

Il programma fluidi per il progetto Clara NW prevede l'utilizzo di fluidi a base acquosa (indicati con il termine FW, che indica un fluido a base di "Fresh Water"), aventi caratteristiche composizionali differenti a seconda delle formazioni attraversate, della temperatura e, quindi, delle varie fasi della perforazione:

- Fluido FW GE: fluido bentonico a base acquosa;
- Fluido FW LS LU: fluido a base acquosa al lignosolfonato con lubrificante;
- Fluido di completamento BRINE CaCl<sub>2</sub>: fluido a base acquosa con cloruro di calcio utilizzato per il completamento del pozzo.

Tali tipologie di fluidi garantiscono una buona performance a livello di conduzione delle attività di perforazione, ma soprattutto un'ottimale lettura dei log elettrici ad alta definizione, che vengono eseguiti per la valutazione dei livelli di mineralizzazione degli strati rocciosi attraversati.

Nelle tabelle seguenti sono riportate le composizioni medie in percentuali delle tre tipologie principali di fluidi di perforazione per il progetto Clara NW. Si evidenzia che la composizione dei fluidi, sia come percentuale in peso dei prodotti contenuti, sia per le tipologie di additivi, non è fissa ma viene di volta in volta adattata alle condizioni operative di perforazione descritte nel presente capitolo. Tale compito viene assolto dagli Assistenti Fluidi di Perforazione e Completamento, personale tecnico appositamente formato ed addestrato.

**Fluido FW GE**

<b>Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW GE" (composizione di 1 mc di fluido FW GE a densità = 1,1 kg/l)</b>				
	<b>Prodotto</b>	<b>Azione</b>	<b>Kg/mc</b>	<b>%</b>
Acqua	Acqua	Fluido base	823	74,4
Bentonite	Bentonite	Viscosizzante principale	50	4,5
Barite	Barite (BaSO <sub>4</sub> )	Regolatore di peso	224	20,8
Soda	Soda caustica (NaOH)	Correttore di PH	3	0,3
<b>Totale</b>			<b>1100</b>	<b>100</b>

**Fluido FW LS LU**

<b>Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW LS LU" (composizione di 1 mc di fluido FW LS LU a densità = 1,25 kg/l)</b>				
	<b>Prodotto</b>	<b>Azione</b>	<b>Kg/mc</b>	<b>%</b>
Acqua	Acqua	Fluido base	823	65,81
Bentonite	Bentonite	Viscosizzante principale	50	4
Barite	Barite (BaSO <sub>4</sub> )	Regolatore di peso	330	26,4
Soda	Soda caustica (NaOH)	Correttore di PH	3	0,24
Spersene CF	Lignosolfonato Chrome free	Disperdente deflocculante	10	0,80
Pac	Polimero riduttore di filtrato	Riduttore di filtrato	9	0,72
Sodio bicarbonato	Sodio bicarbonato	Riduttore di PH, reagente per ioni Ca <sup>++</sup>	0,5	0,04
Lube 167	Lubrificante biodegradabile	Riduttore di torsione	25	2,00

Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia "FW LS LU" (composizione di 1 mc di fluido FW LS LU a densità = 1,25 kg/l)		
Totale	1250.5	100

**Fluido completamento BRINE CaCl<sub>2</sub>**

Principali prodotti chimici utilizzati per la preparazione dei fluidi a base acquosa della tipologia BRINE CaCl <sub>2</sub> (composizione di 1 mc di fluido BRINE CaCl <sub>2</sub> a densità = 1,25 kg/l)				
	Prodotto	Azione	Kg/mc	%
Acqua	Acqua	Fluido base	760	63,2
CaCl <sub>2</sub>	Sale	Regolatore di peso	490	36,8
Totale			1250	100

Le tipologie di fluidi di perforazione utilizzate a seconda della fase di perforazione e della profondità raggiunta è riportata nella tabella seguente:

Tipologie dei fluidi di perforazione utilizzati su Clara NW							
Fase	Intervallo perforato (profondità misurata in MD)				Tipo fluido	Descrizione	Densità Kg/l
	Clara NW 1 Dir	Clara NW 2 Dir	Clara NW 3 Dir	Clara NW 4 Dir			
Infissione Conductor pipe 30"	160	160	160	160	-	-	-
Perforazione Fase 16": casing superficiale 13 3/8"	290	290	290	290	FW GE	Fango bentonico a base acquosa	1.15
Perforazione Fase 12 1/4": casing intermedio 9 5/8"	870	935	950	845	FW LS LU	Fango a base acquosa al lignosolfonato con lubrificante	1.20
Perforazione Fase 8 1/2": casing di produzione 7"	1420	1840	1863	1490	FW LS LU	Fango a base acquosa al lignosolfonato con lubrificante	1.25
Completamento	1420	1840	1863	1490	BRINE CaCl <sub>2</sub>	Fango a base acquosa con cloruro di calcio	1.25

**VALUTATO** che

- L'intervento di cui al presente parere è in linea con gli obiettivi previsti dalla Strategia Energetica Nazionale di recente approvazione
- La performance italiana relativamente al numero di blowout verificatisi è tra le più elevate a livello europeo (zero episodi nel periodo 2000-2010)
- Il Proponente dispone di un sistema di gestione dei rischi in linea con la normativa attualmente in vigore e in grado di consentire un intervento nell'arco massimo di 10 ore
- Il sistema progettuale scelto per l'escavazione dei pozzi (circuito dei fluidi a sistema chiuso) va nella direzione di prevenire eventuali episodi di inquinamento

**CONSIDERATO** che

**per quanto riguarda il Quadro di Riferimento Progettuale:**

- La piattaforma Clara NW, progettata allo scopo di estrarre idrocarburi gassosi (metano 99.5%), è inserita nel contesto di sviluppo della concessione di sviluppo B.C13.AS situata in Mar Adriatico. In particolare sarà posizionata nell'Adriatico settentrionale a circa 45 km dalla costa marchigiana. La profondità dell'acqua è di circa 77 m;
- Il progetto di sviluppo "Clara NW" si inserisce tra quelle azioni atte a recuperare i volumi di gas per i livelli già noti nel campo di Clara Est, più i livelli mai sviluppati della sequenza PLQ, a partire da una nuova piattaforma dedicata (Clara NW).
- Il "Campo Gas Clara Est" è ubicato nell'Off-shore Adriatico, a circa 45 km a Est della costa marchigiana di Ancona, in prossimità della linea di separazione con l'offshore croato, ad una profondità d'acqua di circa 77 m, all'interno della Concessione di Coltivazione di Idrocarburi liquidi e gassosi "B.C13.AS", che si estende su una superficie pari a 395,52 Km<sup>2</sup> nel Mar Adriatico Centrale, Zona marina "B";
- Il Proponente dichiara che *"l'alternativa zero, che prevede di non realizzare le opere, non permetterebbe di produrre il gas del giacimento, contribuendo così a ridurre la forte dipendenza energetica dell'Italia dall'estero e inoltre non consentirebbe di rispettare il Programma Lavori depositato ed approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico - Direzione generale per le risorse minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG). La realizzazione del progetto risponde inoltre, come già descritto al paragrafo precedente, alla necessità di sfruttare al meglio le riserve del giacimento Clara Est come previsto anche dalle norme minerarie in vigore."*
- Nello specifico, il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi:
  - installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe (Clara NW);
  - perforazione, completamento e messa in produzione di quattro nuovi pozzi direzionati (Clara NW 1 Dir, Clara NW 2 Dir, Clara NW 3 Dir e Clara NW 4 Dir);
  - posa e installazione di una condotta sottomarina da 12" e lunga 13 km, per il trasporto del gas in singola fase da Clara NW all'esistente piattaforma Calipso;
  - adeguamento dell'esistente piattaforma Calipso.
- In particolare, il Proponente dichiara che il progetto si svilupperà secondo le seguenti attività di dettaglio:
  - posa della sottostruttura (Jacket) della piattaforma Clara NW;
  - perforazione e completamento dei quattro pozzi, mediante un impianto di tipo "Jack-up Drilling Unit" operante sul jacket pre-installato;
  - posa della sovrastruttura (Deck) della piattaforma Clara NW;
  - posa e varo sealine;



- Clara Complex, Calpurnia, Bonaccia e della stessa Calipso alla centrale di Falconara;
- I pozzi in progetto (Clara NW 1 Dir, Clara NW 2 Dir, Clara NW 3 Dir e Clara NW 4 Dir) saranno a doppio completamento, per un totale di 8 stringhe di produzione;
- Sulla piattaforma saranno installate le facilities necessarie per il trattamento del gas (separazione della miscela gas/acqua di processo e sistema di iniezione glicole per inibizione idrati) e per il trattamento dell'acqua di processo, prima dello scarico a mare. Il gas separato sarà inviato in singola fase alla piattaforma Calipso con sealine da 12" di nuova realizzazione. Successivamente il gas sarà convogliato mediante sealine esistente da 12" alla piattaforma esistente Barbara A e poi, sempre attraverso il sistema di condotte esistenti, sarà convogliato alla centrale di Falconara.
- I dati di base, ambientali e di giacimento, che sono stati considerati ai fini della progettazione delle facilities di superficie sono riportati nella tabella sottostante:

<b>Dati di base del progetto "Clara NW" (ambientali e di giacimento)</b>	
<b>Dati ambientali</b>	
Temperatura aria minima:	-2°C
Temperatura aria massima:	+35°C
Temperatura mare in superficie:	+6 / +29 °C
Temperatura media fondo mare:	+10°C
Altitudine:	livello del mare
Profondità d'acqua:	77 m
<b>Dati di pozzi</b>	
N° di pozzi:	4 in doppio completamento
Portata totale gas prodotto:	1.000.000 Sm <sup>3</sup> /giorno
Portata totale gas di progetto:	1.200.000 Sm <sup>3</sup> /giorno
Portata gas prodotto singola stringa:	125.000 Sm <sup>3</sup> /giorno
Portata gas di progetto singola stringa:	150.000 Sm <sup>3</sup> /giorno
Portata massima acqua di strato:	25 m <sup>3</sup> /g (3,13 m <sup>3</sup> /g per singola stringa)
Pressione massima di testa pozzo (FTHP max.):	111 bar a
Pressione minima di testa pozzo (FTHP min.):	10 bar a
Pressione statica di testa pozzo (STHP):	140 bar a
Temperatura operativa a testa pozzo	20÷22 °C

- La composizione del gas anidro attesa dal processo di estrazione dalla piattaforma Clara NW è riportata nella seguente tabella:

Composizione del gas	
Componente	mol. %
Metano	99.5
Etano	0.022
Propano	0.004
Anidride Carbonica	0.034
Azoto	0.44
Peso molecolare (anidro)	16,11

• La composizione del gas considerata per il dimensionamento

delle apparecchiature è stata riferita alle condizioni di saturazione a testa pozzo.

- Le caratteristiche dell'acqua di strato, stimate sulla base di dati provenienti da altri campi offshore situati in Adriatico, sono di seguito riportate:

Portata e caratteristiche dell'acqua di strato		
Produzione massima acqua singola stringa:	3.13 m <sup>3</sup> /g	
Contenuto di idrocarburi:	250÷500 mg/litro	
Solidi sospesi:	300 mg/litro	
Salinità (come NaCl):	15÷35 g/litro	
Composizione dei solidi sospesi:	µm	% vol
	≤ 5	13
	6÷10	10
	11÷20	19
	21÷50	32
	51÷85	15
	86÷120	6
	121÷205	5

- Per lo svolgimento delle attività di perforazione e completamento dei quattro pozzi in progetto, allo stato attuale, il Proponente ipotizza il programma tempi riportato di seguito in tabella. La data di inizio delle attività di perforazione è prevista per il mese di Gennaio 2014.

**Programma tempi per la perforazione dei quattro pozzi in progetto**

Pozzo	Operazione	Profondità misurata MD	Giorni parziali	Giorni progressivi
-	Moving e posizionamento Jack-up Drilling Unit		7	7
Clara NW 3 Dir	Perforazione	1863 m	28	35
	Completamento e spurgo	1863 m	25	60
Clara NW 2 Dir	Perforazione	1840 m	20	80
	Completamento e spurgo	1840 m	24	104
Clara NW 4 Dir	Perforazione	1490 m	18	122
	Completamento e spurgo	1490 m	32	154
Clara NW 1 Dir	Perforazione	1420 m	17	171
	Completamento e spurgo	1420 m	21	192
-	Demob Jack-up Drilling Unit		4	196
<b>Totale progetto di perforazione di quattro pozzi (giorni)</b>				<b>196</b>

• Il Proponente prevede che i pozzi saranno perforati e completati in sequenza secondo l'ordine:

- 1) Clara NW 3 dir
- 2) Clara NW 2 dir
- 3) Clara NW 4 dir
- 4) Clara NW 1 dir

Secondo i seguenti dati di progetto:

Dati di progetto per la perforazione dei pozzi devianti a partire dalla piattaforma Clara NW									
Pozzo	Coordinate testa pozzo		TVD (m)	MD (m)	Azimuth (°)	Inclinazione		Scostamento al fondo (m)	TVD Target (m)
	Latitudine	Longitudine				massima (°)	al fondo (°)		
Clara NW 1 Dir	43° 48' 07.723" (centro piattaforma)	14° 01' 23.862" (centro piattaforma)	1160.10	1420.0	75.00	45.00	45.00	672.10	1062.9
Clara NW 2 Dir	43° 48' 07.723" (centro piattaforma)	14° 01' 23.862" (centro piattaforma)	1380.95	1840.0	251.80	48.00	48.00	1082.55	1297
Clara NW 3 Dir	43° 48' 07.723" (centro piattaforma)	14° 01' 23.862" (centro piattaforma)	1379.39	1863.0	221.72	49.00	49.00	1114.99	1260.5
Clara NW 4 Dir	43° 48' 07.723" (centro)	14° 01' 23.862" (centro)	1272.65	1490.0	309.76	39.39	39.39	646.15	1015.5

piattaforma)	piattaforma)						
--------------	--------------	--	--	--	--	--	--

**In relazione all'installazione della piattaforma**

- Il progetto prevede la realizzazione di una nuova piattaforma, denominata "Clara NW" che sarà posizionata ad una profondità d'acqua di circa 77 m e sarà composta da una sottostruttura (Jacket), reticolare in acciaio a 4 gambe, fissata al fondo mare e sporgente al di sopra di esso, e da una sovrastruttura (Deck);
- Il Jacket ospita i conductors (tubi guida), i casing ed i risers (risalite) di collegamento; il Deck è di tipo integrato e contiene gli impianti minimi indispensabili per le attività di produzione, ottimizzati allo scopo di ridurre il numero di apparecchiature presenti ed i consumi energetici globali;
- Il Proponente dichiara che la piattaforma non sarà normalmente presidiata in quanto sarà previsto il telecontrollo dalla Centrale di Falconara. Pertanto, sul Deck non sarà predisposto né il modulo alloggi né l'eliporto. Il personale sarà presente in piattaforma solo per la normale attività di manutenzione. L'accesso alla piattaforma avviene per mezzo di un imbarcadero fisso, dal quale si eleva una scala fino al piano superiore praticabile. Un mezzo navale sarà ormeggiato all'imbarcadero della piattaforma durante tutta la permanenza del personale a bordo;
- Per quanto riguarda le modalità di installazione, la sottostruttura (Jacket) verrà interamente prefabbricata in cantiere in posizione orizzontale e successivamente trasportata sul sito di installazione con una bettolina. Una volta raggiunta l'area selezionata per il posizionamento, mediante opportuno mezzo navale di sollevamento ("crane-berge"), il jacket viene ruotato in posizione verticale ed appoggiato sul fondo del mare.
- Con l'impiego di un battipalo, verranno infissi i pali di fondazione negli sleeve di ogni gamba per ancorare la struttura al fondale. Il battipalo è costituito da una massa battente che, colpendo ripetutamente la testa del palo, ne permette la progressiva penetrazione nel fondale marino;
- Come il Jacket, anche la sovrastruttura (Deck) della piattaforma verrà interamente prefabbricata a terra e successivamente trasportata completa di tutti gli impianti al sito di installazione, al fine di limitare al massimo le operazioni di installazione a mare. Una volta in posizione, il Deck verrà sollevato mediante opportuno mezzo navale ("crane barge") e posato sulle gambe del Jacket. Le due strutture, Deck e Jacket, verranno quindi rese solidali per mezzo di giunzioni saldate;
- Il Proponente dichiara che durante le varie fasi di installazione, in conformità all'art. 28 del DPR 886/79, verrà stabilita una zona di sicurezza attorno alle piattaforme, la cui estensione sarà fissata da un'ordinanza della Capitaneria di Porto competente. In tale zona saranno vietate le operazioni di ancoraggio e la pesca di profondità.

**In relazione alla condotta sottomarina**

- Il progetto prevede l'installazione di una condotta sottomarina per il trasporto del gas da Clara NW all'esistente piattaforma Calipso, lunga circa 13 km in direzione Nord-Ovest e si sviluppa lungo un fondale con profondità variabili tra 75 a circa 77 m;
- Il Proponente dichiara che la scelta della direttrice di percorrenza è stata dettata dalla esigenza di minimizzarne la lunghezza e l'impatto ambientale;
- I tubi della condotta avranno le caratteristiche geometriche riportate nella tabella sottostante:

Caratteristiche geometriche dei tubi della condotta sottomarina	
Operazione	Condotta gas
Diametro nominale	12"
Diametro esterno	costante pari a 323,9 mm
Lunghezza media della singola barra	12,2 m

Caratteristiche geometriche dei tubi della condotta sottomarina	
Operazione	Condotta gas
Pressione di progetto	118 bar

- La condotta sarà rivestita sulla superficie esterna con polietilene o poliuretano spesso circa 3 mm, per limitare il pericolo della corrosione. Inoltre, sempre per ridurre il rischio della corrosione esterna, la tubazione sarà protetta mediante anodi sacrificali di una lega di alluminio-zinco-indio a bracciale, posti ad intervalli regolari di circa 100 m;
- La linea sarà rivestita mediante calcestruzzo avente lo spessore di circa 40 mm con lo scopo di appesantirla per conferirle stabilità sul fondo del mare nei confronti dei carichi idrodinamici di corrente e onde.
- Le risalite sulla piattaforma Clara NW e sulla piattaforma di ricevimento Calipso saranno realizzate impiegando le stesse tubazioni della condotta sottomarina, rivestite con resina poliuretanicica spessa 20 mm, molto resistente contro gli urti ed inattaccabile dagli agenti atmosferici e marini.
- Le risalite saranno fissate alle gambe delle piattaforme per mezzo di clampe metalliche imbullonate.
- La condotta è prevista non interrata in quanto, al fine di minimizzare l'impatto ambientale, il Proponente ha preferito prevedere l'appesantimento della linea posata sul fondo del mare evitando l'operazione di scavo per l'interro della stessa. In ogni caso, nel corso della vita produttiva, la condotta affonderà naturalmente e verrà ricoperta dai sedimenti del fondo marino;
- La condotta sottomarina verrà posata in mare con il sistema convenzionale, ossia per mezzo di una nave posatubi (*lay-barge*). Tale mezzo si muove tirandosi sulle sue stesse ancore e vara progressivamente la condotta che viene realizzata per successive aggiunte di tubi mediante saldatura a bordo;
- Durante la posa verranno inoltre utilizzati strumenti per il controllo dell'ovalizzazione del tubo (*buckle detector*) e R.O.V. (veicolo telecomandato) per la verifica della campata sospesa;
- Il mezzo, la cui posizione sarà continuamente verificata con un sistema di radio-posizionamento (tipo satellitare), verrà mantenuto in assetto mediante 8-10 ancore ed avanzerà gradualmente, in relazione alle sezioni di condotta varate, attraverso un sistema di controllo centralizzato degli argani. Al procedere delle operazioni di posa, le ancore saranno salpate e spostate in un'altra posizione a mezzo di rimorchiatori (1 o 2 rimorchiatori);
- Dopo aver ultimato la fase di varo della linea saranno eseguite le connessioni tra la linea varata e le risalite sulle piattaforme (nuova ed esistente). Le risalite (*risers*) sulla piattaforma Clara NW e sulla piattaforma di ricevimento Calipso saranno realizzate impiegando le stesse tubazioni della condotta sottomarina;
- Le risalite saranno fissate alle gambe delle piattaforme per mezzo di clampe metalliche imbullonate rivestite internamente con neoprene per evitare interferenza tra il sistema di protezione catodica della sealine con quello della piattaforma;
- La definizione della rotta della condotta è stata concepita in considerazione della caratterizzazione geotecnica, geofisica ed ambientale dell'area in esame;
- Nel corso della campagna di studio, insieme alle caratteristiche ambientali dell'area, il Proponente ha condotto un rilievo della morfologia dei fondali ed ha valutato anche la presenza di afferrature, relitti o anomalie morfologiche, anche di origine antropica, che potessero costituire ostacolo alla posa del futuro sealine (impronte di jack-up, solchi di reti da pesca e di ancore, sealine esistenti, cavi e oggetti di incerta natura)

**VALUTATO che:**

- Obiettivo principale del progetto è lo sfruttamento delle riserve residue del Campo di Clara Est (Gas metano al 99,5%), nella culminazione Clara NW, attraverso la perforazione, a partire da una nuova piattaforma, di quattro pozzi, in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente. Si stima che la piattaforma sarà in grado di produrre in maniera continuativa (365 g/anno), per 25 anni, a partire dal primo trimestre 2015;
- Dal punto di vista ambientale, l'operazione di interro di una condotta rispetto alla posa, causerebbe:

- maggior aumento della torbidità nell'area a ridosso della rotta della condotta a causa della mobilitazione e risospensione dei sedimenti;
- maggior sotterramento degli organismi che vivono sul fondo del mare causato dalla rimozione dei sedimenti durante le fasi di interro;
- possibile liberazione, insieme alla mobilitazione dei sedimenti, di sostanze inquinanti nella colonna d'acqua sovrastante il fondo del mare.

**VALUTATO** che allo scopo di ridurre i costi operativi e minimizzare l'impatto ambientale con riduzione di movimentazione di mezzi navali ed occupazioni di aree, il Proponente ha scelto la tecnica della esecuzione di pozzi direzionati da una sola piattaforma, Questa tecnica permette la escavazione di tutti i pozzi partendo da una sola base operativa. Nel corso della escavazione i pozzi si allontanano dalla verticale, anche per centinaia di metri, in modo da raggiungere le parti distali del giacimento;

**VALUTATO** che la tecnica dei pozzi direzionati consente i seguenti vantaggi: economicità di gestione, mancata movimentazione della piattaforma di escavazione per ogni pozzo, riduzione delle condotte di collegamento; unico punto di raccolta di idrocarburi, minore impegno di superficie del mare, ridotte emissioni in atmosfera e in mare, a fronte di un modesto aumento della lunghezza dei pozzi in quanto questi devono essere inclinati;

**VALUTATO** che, per tutte le fasi progettuali sono state impiegate le migliori tecnologie disponibili per la riduzione degli impatti;

**VALUTATO** inoltre che Eni E&P, essendo Certificata ISO 14001, è impegnata in un miglioramento continuo nella protezione dell'ambiente e, grazie al suo Sistema di Gestione Integrato dichiara di porre in essere tutte le migliori strategie per la gestione ottimale anche degli aspetti di Salute e Sicurezza;

**CONSIDERATO** che

**per quanto riguarda il Quadro di Riferimento Ambientale:**

#### ***Atmosfera***

- Il Proponente ha fornito una caratterizzazione meteorologica dell'area interessata dall'intervento ed una rappresentazione del regime dei venti;
- Durante le fasi di mob/demob impianto, installazione/rimozione delle strutture (piattaforma) e della condotta e durante la fase di perforazione/chiusura mineraria, le emissioni in atmosfera saranno generate principalmente dagli impianti di generazione di potenza installati sul pontone ("crane-barge") e sul mezzo posa-tubi ("lay-barge") e dai motori dei mezzi navali di supporto. In particolare, nelle fasi di installazione/rimozione delle strutture, il Proponente stima che all'insieme degli impianti utilizzati corrisponda una potenza totale pari a 16.700 HP a cui viene attribuita una portata totale del gas di scarico pari a 130.000 m<sup>3</sup>/h ad una temperatura di 450 °C;
- Durante la fase di produzione, le emissioni in atmosfera sono riconducibili principalmente ai fumi di combustione del gas estratto nei bruciatori delle due microturbine da 65 kW (una in funzione e l'altra in stand-by) che saranno installate per la generazione elettrica principale per soddisfare tutti i carichi elettrici della piattaforma.
- Ogni turbina avrà le seguenti caratteristiche emissive:
  - Portata gas di scarico: 882 kg/h
  - Temperatura fumi di scarico: 309 °C
  - Diametro del tubo di scarico: 200 mm
  - Concentrazione di inquinanti (riferite a contenuto di O<sub>2</sub> 15%):
    - CO 50 mg/Nm<sup>3</sup> (valore limite di 100 mg/Nm<sup>3</sup>);
    - NO<sub>x</sub> 19 mg/Nm<sup>3</sup> (valore limite di 450 mg/Nm<sup>3</sup>);
    - Idrocarburi Volatili Organici 5 mg/Nm<sup>3</sup> (valore limite di 600 mg/Nm<sup>3</sup>).
- Durante la fase di produzione, saranno presenti anche le emissioni del generatore diesel di servizio da circa 96 kW, alimentato a gasolio, con funzionamento stimato di circa 60-70 ore/anno solo in caso di non funzionamento delle microturbine (guasto, manutenzione, assenza di fuel gas).

- Ulteriori emissioni saranno generate solo in situazioni particolari o di emergenza e saranno di minore rilevanza in quanto discontinue (es. gas naturale derivante dalla depressurizzazione manuale delle apparecchiature e dei pozzi (solo durante le operazioni di manutenzione); miscela di aria e gas naturale con vapori di glicole dietilenico provenienti dal serbatoio di stoccaggio glicole (solo durante il riempimento mediante supply vessel - emissione discontinua per un periodo di 1 ora al giorno ogni 10/12 giorni circa); minime quantità di gas naturale proveniente dal degasatore e convogliato a candela di bassa pressione; fumi di combustione provenienti dal motore diesel della gru di piattaforma (funzionamento occasionale, solo in situazione di presidio e di durata limitata); gas combusti provenienti dallo spurgo dei pozzi rilasciati durante le operazioni di spurgo delle singole stringhe di produzione (durante start-up o a seguito di workover); rilasci in atmosfera di gas in situazioni di emergenza;
- Per quanto riguarda le specifiche sorgenti emissive, l'impianto di perforazione "GSF Key Manhattan", è dotato di 3 gruppi motore (escludendo quello di emergenza) che azionano i gruppi elettrogeni costituiti da motori diesel che rappresentano le fonti di emissioni di gas esausti in atmosfera.
- La simulazione di dispersione degli inquinanti in atmosfera è stata effettuata dal Proponente per i seguenti inquinanti considerati più significativi:
  - NOx (ossidi di azoto);
  - CO (monossido di carbonio);
  - PTS (polveri)

I parametri di emissione delle sorgenti sono riportati nella tabella sottostante:

Parametri emissivi delle sorgenti presenti sul deck							
Sorgente	Altezza emissione s.l.m. [m]	Diametro interno camino uscita fumi [m]	Temperatura di uscita fumi [°K]	Velocità di uscita fumi [m/s]	Flusso di massa NOx [g/s]	Flusso di massa CO [g/s]	Flusso di massa PTS [g/s]
STACK 1 - Diesel engine EMD 16-645-E8	55 m	0,5	585,15	3,06	0,856	0,149	0,020
STACK 2 - Diesel engine EMD 16-645-E8	50 m	0,5	599,15	3,14	0,856	0,149	0,020
STACK 3 - Diesel engine EMD 16-645-E8	45 m	0,5	594,15	3,11	0,856	0,149	0,020

VALUTATO che:

*[Handwritten signatures and initials]*

- le emissioni saranno di lieve entità e di breve durata, avranno una frequenza di accadimento medio-bassa (le emissioni saranno discontinue e limitate al solo periodo diurno; inoltre i mezzi impiegati non funzioneranno tutti contemporaneamente ma si alterneranno durante tutta la durata dei lavori), lievemente estese in un intorno del sito di intervento, caratterizzato dalla presenza di un ambiente naturale, totalmente reversibili e mitigabili;
- Il Proponente ha dichiarato che *“la potenzialità termica totale delle apparecchiature che verranno installate sulla piattaforma “Clara NW” è inferiore ad 1 MWt e risulta pari a 0,913 MWt, rientrando, pertanto, nell’ambito degli impianti non sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera.”*

#### Ambiente idrico

##### CONSIDERATO che:

- Il Proponente ha effettuato una caratterizzazione oceanografica dell’area e delle caratteristiche del moto ondoso;
- Relativamente agli impatti delle attività a mare il Proponente prevede i seguenti elementi critici:
  - *In fase installazione/rimozione delle strutture: diminuzione della trasparenza dovuta essenzialmente:*
    - al trascinamento delle strutture della piattaforma e delle condotte fino alla posizione definitiva;
    - all’infissione nel fondo dei pali di sostegno della piattaforma;
    - al sollevamento delle strutture e la loro rimozione;
  - *In fase di realizzazione e di esercizio:*
    - alterazione delle caratteristiche chimico-fisiche e trofiche della colonna d’acqua dovuta:*
      - agli scarichi di reflui civili (dei mezzi navali e della piattaforma di perforazione) che saranno scaricati previo trattamento;
      - agli scarichi di acque di strato (prodotti in fase di produzione);
      - al rilascio nella colonna d’acqua di ioni piombo contenuti nei carburanti dei mezzi impiegati;
      - al rilascio di metalli quali zinco e alluminio, imputabile ai sistemi di protezione delle strutture metalliche e dovuto alla loro permanenza in mare;
      - alle ricadute in mare dei composti presenti nelle emissioni in atmosfera originate dai mezzi navali e dall’impianto di perforazione;
    - perturbazione locale del regime ondoso e di quello correntometrico dell’area dovuta:*
      - alla presenza fisica delle strutture nelle fasi di perforazione e produzione;

##### VALUTATO che:

- la diminuzione della trasparenza dell’acqua avrà una breve durata, interesserà una zona circoscritta all’area in cui saranno svolte le operazioni e si attenuerà gradualmente fino ad annullarsi dopo il termine dei lavori;
- la temporaneità delle operazioni e il limitato numero di mezzi coinvolti comporteranno una limitata alterazione delle caratteristiche chimico-fisiche e trofiche della colonna d’acqua;
- l’impatto dovuto agli scarichi civili può essere considerato trascurabile in considerazione della temporaneità delle operazioni e del limitato numero di mezzi coinvolti;
- l’impatto dovuto agli scarichi di acque di strato può essere considerato basso in quanto caratterizzato;
- l’impatto dovuto al rilascio nella colonna d’acqua di ioni piombo contenuti nei carburanti dei mezzi impiegati si può considerare trascurabile dato il limitato numero di mezzi, la breve durata delle attività, i minimi quantitativi rilasciati dalla combustione dei carburanti e la localizzazione in mare aperto delle operazioni;
- l’impatto dovuto al rilascio di metalli quali zinco e alluminio, imputabile ai sistemi di protezione delle strutture metalliche e dovuto alla loro permanenza in mare, si può considerare trascurabile considerati i limitati quantitativi rilasciati e l’effetto della diluizione in mare;

- L'impatto dovuto alla presenza fisica delle strutture nelle fasi di perforazione e produzione si può considerare trascurabile considerando la complessità del regime correntometrico dell'Adriatico;

**Fondale marino e sottosuolo**

**CONSIDERATO** che:

- Il Proponente dichiara che i principali fattori di perturbazione prodotti dalle attività in progetto che possono avere una influenza diretta o indiretta con il fondale marino e con il sottosuolo sono rappresentati dalle interazioni delle strutture con il fondale, dagli scarichi di reflui civili a mare, dagli scarichi delle acque di strato, dal rilascio di metalli e dagli effetti di geodinamica;
- Le diverse fasi di progetto potranno causare:
  - una variazione della geomorfologia del fondale marino e un'alterazione delle caratteristiche fisiche dei sedimenti in quanto si potranno generare aree di accumulo e aree di avvallamento differenti da quelle originari;
  - un'alterazione delle caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti;
  - fenomeni di subsidenza del fondale marino a seguito delle operazioni di estrazione di gas dal sottosuolo marino;

**VALUTATO** che:

- Gli impatti generati nelle fasi di installazione/rimozione delle strutture saranno limitati al sito di intervento o ad un suo intorno e con effetti che andranno a ridursi fino a scomparire con il passare del tempo;
- L'impatto generato dall'immissione in mare degli scarichi dei mezzi navali nelle fasi di installazione/rimozione delle strutture e gli scarichi generati a bordo dell'impianto di perforazione può essere ritenuto trascurabile in considerazione della breve/media durata delle operazioni, del numero ridotto di mezzi navali presenti, del trattamento prima dello scarico e dell'effetto di diluizione dovuto alla collocazione in mare aperto;
- L'impatto determinato dalle acque di strato sulle caratteristiche chimico-fisiche dei sedimenti può essere ritenuto basso in virtù della durata delle attività e della collocazione dello scarico in ambiente naturale;
- L'impatto generato dal rilascio di ioni metallici nella colonna d'acqua durante tutte le fasi del progetto dovuto agli scarichi dei mezzi navali e al sistema di protezione catodica delle strutture può essere ritenuto trascurabile in considerazione del limitato numero di mezzi, della modesta entità delle concentrazioni rilasciate e dell'effetto di diluizione dovuta alla collocazione in mare aperto;
- In merito ai fenomeni di subsidenza il Proponente ha prodotto uno studio geomeccanico di previsione (modello elasto-plastico di subsidenza) relativo ai Campi del Clara Complex, Calipso ed Elettra;
- In particolare, il Proponente ha compiutamente esaminato nel SIA (App.5) la subsidenza indotta dalla coltivazione dei giacimenti, con cui ha specificato che:

*Lo studio di previsione della subsidenza elaborato per il progetto di sviluppo di Clara NW è stato esteso anche ai campi limitrofi del Clara Complex (Clara Nord, Clara Est, Calpurnia), Calipso ed Elettra (progetto per cui è tuttora in corso la procedura autorizzativa) per verificare la presenza di eventuali interazioni di tipo idraulico e/o geomeccanico.*

*Lo studio ha considerato 3 possibili scenari di compressibilità uniassiale (Cm) dei terreni attraversati che hanno generato altrettanti scenari previsionali di subsidenza i cui risultati oscillano attorno ad un valore medio all'interno di una banda di confidenza.*

*(...) la subsidenza al termine della simulazione (2060) è max su Calpurnia (72cm) mentre sulla culminazione di Clara NW assume un valore intorno a 59 cm.*

*Per lo scenario rappresentato e per tutti gli scenari considerati nello studio (scenario più ottimistico e più probabile) la linea di isosubsidenza dei -2cm si mantiene sempre ad una distanza dalla costa superiore ai 32Km.*

*Per il caso ritenuto più probabile è stata rappresentata l'evoluzione nel tempo della subsidenza prevista in 5 punti di controllo corrispondenti alle 5 piattaforme di produzione che evidenzia come*

per tutti i campi i massimi di subsidenza siano raggiunti in tempi differiti con i valori massimi ubicati su Calpurnia a fine simulazione (2060).

Al fine di rappresentare l'assetto geologico dell'area è stato presentato uno sketch stratigrafico-strutturale interpretato su base sismica con i dati di pozzo in cui sono evidenziati i rapporti verticali e laterali tra le formazioni (reservoir e copertura) ed il substrato.

Lungo la direttrice esaminata (WSW – ENE) i livelli mineralizzati si chiudono per limite deposizionale in onlap sui livelli argillosi della F.ne Santerno che è anche una importante barriera idraulica verso costa.

Ancora, il substrato dell'offshore anconetano presenta una successione carbonatica pre-pleiocenica posta talora a poche centinaia di metri di profondità che localmente affiora sulla costa (promontorio M.te Conero) in corrispondenza di alti strutturali appenninici mentre la successione terrigena di copertura è relativa ad intervalli stratigrafici differenti dalle zone reservoir del Clara Complex. Tutto ciò limita sensibilmente la possibilità di compattazione dei sedimenti sia sulla costa che nelle fasce antistanti il litorale.

Pertanto si possono considerare trascurabili gli impatti sulla costa stessa sia per l'elevata distanza del giacimento (45 Km) sia per l'esaurimento del fenomeno subsidenziale previsto sempre oltre i 32Km dalla costa e sia, infine, per la presenza di una barriera idraulica di tipo sedimentologico-strutturale.

### **Flora, fauna ed ecosistemi**

#### **CONSIDERATO che:**

- La profondità dei fondali è superiore a quella massima dell'habitat caratteristico della posidonia;
- Il Proponente dichiara che i possibili impatti che i fattori di perturbazione, legati dalle diverse azioni di progetto, si potranno generare sulle seguenti specie caratteristiche dell'ambiente marino:
  - specie planctoniche (fito e zooplancton);
  - specie pelagiche;
  - specie bentoniche (es. spugne, celenterati, briozoi, molluschi filtratori, etc);
  - mammiferi marini.
- I principali fattori di perturbazione generati dalle attività in progetto che possono avere una influenza diretta o indiretta con la flora, le specie e gli ecosistemi marini, sono:
  - fattori fisici di disturbo: generazione di rumore e vibrazioni, aumento luminosità notturna, interazione con il fondale marino;
  - scarichi di acque reflue a mare (reflui civili e acque di strato);
  - rilascio di metalli.
- La presenza del rumore potrebbe determinare un temporaneo allontanamento delle specie presenti nell'area di progetto;
- L'illuminazione notturna potrà determinare i seguenti impatti:
  - alterazione del ciclo naturale "notte - giorno";
  - alterazione dei bioritmi;
  - attrazione o eventuale allontanamento di alcune specie ittiche;
- Il Proponente dichiara che un potenziale impatto sulle specie bentoniche, planctoniche, pelagiche e sui mammiferi marini potrebbe essere determinato indirettamente dall'interazione delle strutture in progetto (piattaforma, impianto di perforazione e sealine) con il fondale marino;
- Il Proponente dichiara che un potenziale impatto sulle specie bentoniche, planctoniche, pelagiche e sui mammiferi marini potrebbe essere determinato dagli scarichi in mare dei reflui civili e delle acque di strato) originati durante le varie fasi di progetto;
- Il Proponente dichiara che un potenziale impatto sulle specie bentoniche, planctoniche, pelagiche e sui mammiferi marini potrebbe essere determinato dal bioaccumulo di ioni metallici rilasciati in mare dagli scarichi dei mezzi navali impiegati e dal sistema di protezione catodica delle strutture;

- Il Proponente dichiara che un altro potenziale impatto sulle specie bentoniche, planctoniche, pelagiche e sui mammiferi marini potrebbe essere determinato dal bioaccumulo di idrocarburi rilasciati in mare in tracce a seguito dell'utilizzo di mezzi navali a supporto delle attività;

**VALUTATO che:**

- la durata limitata delle operazioni, il contenuto raggio d'azione delle interferenze generate e della presenza discontinua dei mezzi navali, possono far considerare ridotto l'impatto delle emissioni sonore prodotte dalle navi di supporto sui mammiferi marini e sulla fauna pelagica;
- i sistemi di illuminazione saranno ridotti in quanto dimensionati unicamente per il controllo impianti oltre che per motivi di sicurezza legati alle normative sulla navigazione aerea e marittima e saranno diretti all'interno della piattaforma e non verso l'esterno;
- la permanenza in mare delle strutture per un così lungo periodo (25 anni), potrà determinare condizioni favorevoli alla formazione di un nuovo habitat per le specie bentoniche, generando quindi un impatto positivo anche per le altre specie (pelagiche e planctoniche) che si nutrono del benthos;
- l'impatto sulle specie zooplanctoniche, pelagiche, bentoniche e sui mammiferi marini, per le limitate quantità di scarichi previsti, per l'effetto di diluizione favorito dalla collocazione in mare aperto e l'elevata capacità dell'ambiente di ristabilire le condizioni di normalità, si può ritenere trascurabile;
- le limitate quantità di idrocarburi eventualmente rilasciate dai mezzi navali e la collocazione delle opere in mare aperto permettono una naturale diluizione degli inquinanti;
- la zona è già interessata dal traffico navale;

**Paesaggio**

**CONSIDERATO che:**

- I principali fattori di perturbazione prodotti dalle attività in progetto che possono avere un influenza sulla componente Paesaggio sono rappresentati dall'utilizzo dei mezzi navali nella zona marina di interesse e dalla presenza fisica degli impianti e delle strutture;

**VALUTATO che:**

- La presenza dei mezzi navali nella zona marina di interesse durante le varie fasi di progetto avrà un impatto paesaggistico che può essere considerato trascurabile poiché saranno utilizzati pochi mezzi per un periodo limitato di tempo e il numero di viaggi previsti è esiguo se paragonato al livello di traffico navale che caratterizza il Mar Adriatico ed alle notevoli dimensioni dell'area nella quale si muovono le imbarcazioni coprendo la tratta che dai porti di Ravenna e Ancona conduce al sito di progetto;
- Il sito di intervento è posto a notevole distanza dalla costa e le strutture risulteranno visibili solo da un potenziale osservatore posto in una zona moto elevata della costa (Monte Conero).

**Aspetti socio-economici**

**CONSIDERATO che:**

- I principali fattori di perturbazione generati dalle attività in progetto che possono avere influenza sulla componente Aspetti socio-economici sono rappresentati dalla presenza fisica in mare dei mezzi navali e delle strutture;
- La presenza dei mezzi nelle varie fasi di progetto potrebbe indurre una temporanea riduzione delle pescosità nei tratti di mare intorno all'area di progetto con un conseguente danno economico;
- Si avrà una riduzione della superficie fruibile dalla pesca professionale determinata dal traffico navale e dalla presenza fisica delle strutture insediate sul fondale marino (impianto di perforazione, piattaforma e condotta) in quanto le capitanerie stabiliscono dei divieti di ancoraggio e pesca su una fascia di 500 m intorno alla piattaforma e di 250 m per lato lungo la condotta;

- Il tragitto dei mezzi navali adibito al personale (da Ancona o Ravenna) e al trasporto attrezzature "da" e "per" la piattaforma (da Ravenna) potrebbe influire sul traffico marittimo dell'Adriatico, in particolare sulle rotte seguite dalle navi turistiche e merci dai Porto di Ancora, Ravenna e Venezia;
- La piattaforma non sarà presidiata e pertanto i mezzi navali saranno utilizzati solo per i periodici interventi di manutenzione;

**VALUTATO** che:

- L'impatto sulle attività di pesca causato da questa interferenza si può ritenere *trascurabile* in quanto le aree di interdizione interesseranno un modesto intorno del sito e sarà ampiamente compensato in fase di produzione quando potranno insediarsi nuovi e più diversificati habitat
- L'impatto generato sulla navigazione marittima risulta trascurabile, poiché il numero di mezzi impiegati e il numero di viaggi previsti in fase di installazione/rimozione della piattaforma e in fase di posa/dismissione della condotta è limitato ed è relativo al solo trasporto del personale e/o di materiali in quanto gli impianti e le attrezzature verranno lasciate in loco per tutta la durata dei lavori;
- In considerazione della elevata distanza dalla costa, anche i mezzi navali a supporto delle attività non potranno essere visibili e incidere sulla fruizione turistica;

**In merito alla richiesta di autorizzazione allo scarico a mare**

**VISTA** la nota DVA-2012-7707 del 29/03/2012 con cui la Direzione ha richiesto alla Commissione alcune valutazioni in merito all'autorizzazione *allo scarico a mare di effluenti derivanti da impianti fissi di produzione off-shore di cui al comma 7 dell'art. 104 del D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii;*

**CONSIDERATO** l'art. 104 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., e in particolare i commi 5, 6 e 7 che di seguito si riportano:

*"5. Per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi in mare, lo scarico delle acque diretto in mare avviene secondo le modalità previste dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio con proprio decreto, purché la concentrazione di olii minerali sia inferiore a 40 mg/l. Lo scarico diretto a mare è progressivamente sostituito dalla iniezione o reiniezione in unità geologiche profonde, non appena disponibili pozzi non più produttivi ed idonei all'iniezione o reiniezione, e deve avvenire comunque nel rispetto di quanto previsto dai commi 2 e 3.*

*6. Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, in sede di autorizzazione allo scarico in unità geologiche profonde di cui al comma 3, autorizza anche lo scarico diretto a mare, secondo le modalità previste dai commi 5 e 7, per i seguenti casi:*

- a) per la frazione di acqua eccedente, qualora la capacità del pozzo iniettore o reiniettore non sia sufficiente a garantire la ricezione di tutta l'acqua risultante dall'estrazione di idrocarburi;*
- b) per il tempo necessario allo svolgimento della manutenzione, ordinaria e straordinaria, volta a garantire la corretta funzionalità e sicurezza del sistema costituito dal pozzo e dall'impianto di iniezione o di reiniezione.*

*7. Lo scarico diretto in mare delle acque di cui ai commi 5 e 6 è autorizzato previa presentazione di un piano di monitoraggio volto a verificare l'assenza di pericoli per le acque e per gli ecosistemi acquatici."*

**VISTA** la documentazione presentata dalla Società Proponente e acquisita al prot. DVA-2012-6926 del 20/03/2012 contenente:

- Scheda tecnica per lo scarico di materiali derivanti da attività petrolifere in mare;

**VISTO** il D.M. 28 luglio 1994 *"Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi"* con il quale è data concreta attuazione alla disciplina degli scarichi nelle acque del mare dei materiali derivanti da unità di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi, e successive modificazioni

**VISTO** il D.M. 3 marzo 1998 *"Modificazioni al decreto ministeriale 28 luglio 1994 recante: "Disciplina della garanzia fidejussoria per le attività di scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi"* recante la disciplina della

garanzia fideiussoria per le attività di scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi liquidi e gassosi

**VISTA** la deliberazione del Comitato Interministeriale per la Tutela delle Acque dall'Inquinamento, assunta in data 4 febbraio 1977 avente per oggetto "Criteri, metodologie e norme tecniche generali di cui all'art. 2, lettere b), d) ed e), della L. 10 maggio 1976, n. 319, recante norme per la tutela delle acque dall'inquinamento"

**VISTA** l'istanza di richiesta autorizzazione allo scarico a mare di effluenti derivanti da impianti fissi di produzione off-shore presentata dal Proponente e acquisita dalla Direzione con nota prot. n. DVA-2012-6926 del 20/03/2012;

**PRESO ATTO** che con la suddetta nota il Proponente ha chiesto alla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali e alla Divisione II Sistemi di Valutazione Ambientale, per il tramite della Capitaneria di Porto di Ancona, "l'autorizzazione allo scarico in mare delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "Clara NW"" precisando che "il volume atteso dei liquidi che saranno scaricati al mare, riferiti ai 4 pozzi in produzione, ed oggetto della richiesta di autorizzazione, è di 48.835 metri cubi, distribuiti nell'arco dei quattro anni corrispondenti al periodo di validità della futura autorizzazione."

**VISTA** la nota della Capitaneria di Porto di Ancona acquisita dalla Direzione con nota prot. n. DVA-2012-10897 del 08/05/2012 inerente l'autorizzazione allo scarico in mare delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "Clara NW";

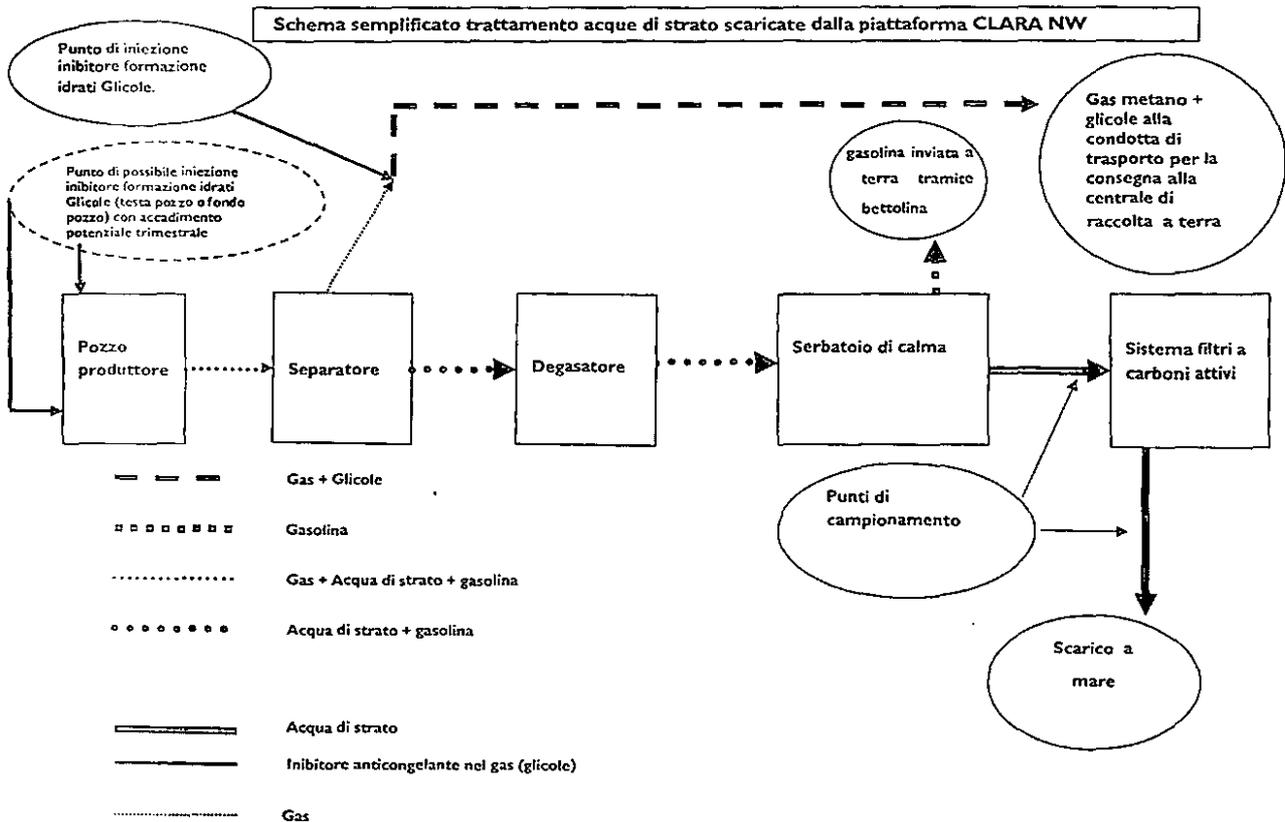
**PRESO ATTO** che con la suddetta nota la Capitaneria di Porto di Ancona ha proposto "Il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare delle acque di produzione della piattaforma denominata CLARA NW di proprietà ENI S.p.A., situata nell'ambito di competenza del Compartimento Marittimo di Ancona, secondo le modalità indicate nell'istanza di rilascio." dopo aver ritenuto "congruo il Piano di Emergenza Ambientale off shore" aggiornato elaborato dalla soc. Eni S.p.A, per il quale si fa riserva di effettuare eventuali esercitazioni, l'esercizio di estrazione, al fine di verificarne l'efficacia";

**VISTA** la fideiussione bancaria n. 7693901 della Banca Monte dei Paschi di Siena con la quale, in data 6 marzo 2007, la medesima Banca Monte dei Paschi di Siena si costituisce fideiussore della Società ENI S.p.A. - Divisione Exploration & Production a favore del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti di idrocarburi svolte dalla Società, ai sensi di quanto previsto dalle norme contenute nella Parte quarta e nella Parte sesta del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152

**VISTA** la seguente descrizione effettuata dalla Società Proponente relativa allo schema di flusso del trattamento delle acque di strato prodotte e scaricate in mare dalla piattaforma Clara NW (vedi schema figura seguente):

- La separazione del gas, prodotto dalla piattaforma Clara NW, dalla fase liquida verrà effettuata attraverso separatori a gravità che sfruttano il processo fisico di decantazione associato alla diminuzione di velocità della corrente in ingresso ai separatori ed alla differenza di peso specifico tra la fase liquida e la fase gassosa
- La separazione sarà di tipo meccanico senza l'impiego di prodotti chimici
- L'acqua separata entra nel degasatore ed i liquidi vanno, per caduta, ad un serbatoio di calma con lo scopo di favorire la sedimentazione di eventuali solidi in sospensione nonché la separazione, per azione meccanica, tramite appositi setti interni, dell'acqua dagli idrocarburi superiori sfruttandone la differenza di peso specifico
- Dal serbatoio di calma, sempre per caduta, la frazione acquosa dei liquidi di strato verrà inviata ad uno skid di trattamento acque, composto da due filtri a carbone attivo, per essere sottoposta ad un trattamento di filtrazione che consenta di ridurre, per assorbimento, le frazioni di idrocarburi solute e non, ancora presenti nell'acqua. A monte e a valle dei filtri a carbone attivo saranno presenti adeguati punti per il campionamento delle acque
- L'acqua di strato, così trattata, verrà successivamente scaricata direttamente a mare attraverso una linea dedicata
- L'eventuale frazione di idrocarburi liquidi, separata nel serbatoio di calma, sarà periodicamente recuperata tramite apposita bettolina

- I carboni attivi esauriti, contenuti nei citati filtri, vengono trasportati a terra e regolarmente smaltiti secondo quanto previsto dal Decreto Legislativo 152/06 e s.m.i.
- A valle dei separatori del gas, al fine di inibire la formazione di idrati, è prevista, a monte delle valvole di regolazione (choke valves) per ogni linea di uscita del gas da ciascun separatore, l'iniezione di glicole dietilenico
- Il glicole dietilenico verrà rifornito in piattaforma mediante bettolina
- In alcuni casi, con potenziale accadimento trimestrale, in funzione delle condizioni di temperatura del gas, della temperatura dell'ambiente, del quantitativo di acqua prodotta e della pressione di erogazione, si potrà presentare la necessità di iniettare il glicole dietilenico a testa pozzo e/o a fondo pozzo



VISTI i quantitativi previsti dell'acqua di strato prodotti dalla piattaforma Clara NW e scaricati in mare dalla stessa piattaforma:

Anno	Quantitativi previsti di acque prodotte da Clara NW (m <sup>3</sup> /anno)	Quantitativi medi previsti di acque prodotte da Clara NW (m <sup>3</sup> /giorno)	Quantitativi massimi previsti di acque prodotte da Clara NW (m <sup>3</sup> /giorno)	Quantitativi di scarico totale previsti (m <sup>3</sup> /anno)	Quantitativi di scarico totale medio previsti (m <sup>3</sup> /giorno)	Quantitativi di scarico totale massimo previsti (m <sup>3</sup> /giorno)	Note
2014	3180	15	20	3180			(*)
2015	9125	25	28	9125			

2016	10980	30	32	10980		
2017	12410	34	35	12410		
2018	13140	36	38	13140		
2019	14235	39	40	14235		
Totale quadriennale di scarico previsto (m <sup>3</sup> )				48835		

(\*) Calcolato considerando l'avvio dello scarico in mare a Giugno 2014.

VISTE le informazioni relative all'impianto di trattamento delle acque di strato prodotte dalla piattaforma Clara NW:

Unità di inserimento del Glicole dietilenico nella linea del gas (1)	Quantitativi medi di consumo Glicole dietilenico per punto di inserimento (litri/giorno)	Concentrazione prevista di Glicole dietilenico come residuo nelle acque di strato scaricate a mare in seguito al trattamento (ppm)	Presenza dei serbatoi di stoccaggio del Glicole dietilenico	Diametro internodello scarico in uscita dai filtri a carbone attivo (millimetri)	Profondità scarico sotto il livello del mare (metri)	Frequenza dello scarico	Presenza ed ubicazione dei punti di prelievo
A valle del separatore sulla linea di trasporto del gas	2500 litri/giorno	0 p.p.m.	n° 1 Serbatoio (30 m <sup>3</sup> )	80 mm. circa	10 m.	Intermittente in funzione dei volumi dei separatori e dell'acqua di strato prodotta dal pozzo	A monte e a valle dei filtri a carbone attivo prima dello scarico in mare
A monte del separatore (iniezione a testa pozzo o nel pozzo con accadimento potenziale trimestrale)	120 litri/giorno	1500 p.p.m. (2)					

CONSIDERATO che il glicole dietilenico viene utilizzato come anticongelante nella linea del gas (consumo medio per piattaforma 2500 l/g.). E' prevista la sua presenza occasionale nelle acque di strato scaricate a mare, nei casi in cui in funzione delle condizioni di temperatura del gas, di temperatura dell'ambiente, delle quantità di acqua prodotte e della pressione di erogazione si può presentare la necessità di iniettare il glicole a testa pozzo o nel pozzo

PRESO ATTO che il valore riportato in tabella è il più alto ad oggi riscontrato sui i campioni prelevati presso le piattaforme della Società Proponente già autorizzate allo scarico a mare, secondo quanto previsto dal Sistema di Gestione Certificato ISO 14001

**CONSIDERATE** infine le caratteristiche tossicologiche del glicole dietilenico:

	<b>BATTERI</b>	<b>CROSTACEI</b>	<b>PESCI</b>
Specie test	<i>Vibrio fischeri</i>	<i>Tigropus fulvius</i>	<i>Dicentrarchus labrax</i>
Stadio dell'organismo impiegato	cellule individuali	nauplii sincronizzati (24-48h)	giovanili (età 80 gg.)
Metodo impiegato	Azur Environmental (1994) ISO 11348 (2004)	ISO/FDIS 14669 (1999)	U.S.EPA 600/4- 90/027F (1993) OECD 203 (1992)
Durata di esposizione	15 minuti	96 h	96 h
Endpoint misurato	inibizione della bioluminescenza naturale	mortalità	mortalità
EC <sub>50</sub> (g/L)	34,99 ± 3,09	5,9 ± 0,04	40,35 ± 0,34

**VISTA** la relazione conclusiva del programma di ricerca "Caratterizzazione tossicologica del glicole dietilenico presente nelle acque di strato prodotte da piattaforme off-shore e valutazione degli effetti potenziali su specie marine mediterranee" (2007) effettuata dall' ICRAM ora Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale finalizzato alla valutazione della tossicità a breve termine

**CONSIDERATE** le conclusioni della suddetta relazione secondo le quali il limite di concentrazione del glicole dietilenico disciolto in acque di strato destinate allo scarico in mare, pari a 3500 ppm, possa essere sostanzialmente mantenuto, pur ritenendo che siano indispensabili alcuni specifici approfondimenti, anche rispetto alla valutazione di fenomeni di tossicità a lungo termine ed a potenziali effetti sinergici della sostanza. Infatti, lo stesso studio ha evidenziato un possibile effetto sinergico della sostanza con le acque di produzione provenienti da diverse piattaforme offshore, riconducibile alla elevata variabilità delle loro caratteristiche fisico chimiche e a possibili meccanismi di "co-solvenza" nei confronti di alcuni contaminanti presenti nelle acque di strato

**CONSIDERATO** quindi in merito al glicole dietilenico:

- le modalità e la ridotta frequenza di impiego dell'additivo prevista
- i valori di concentrazione del glicole dietilenico riscontrati negli scarichi da piattaforme Eni, sempre ampiamente inferiori al limite massimo previsto
- la rapida biodegradabilità del glicole dietilenico (da 3,5 a oltre 10 giorni)
- i risultati relativi alla tossicità acuta del glicole dietilenico in organismi marini (ISPRA), che hanno confermato in via preliminare la compatibilità del valore di 3500 ppm come limite di concentrazione del glicole dietilenico disciolto nelle acque di strato destinate allo scarico in mare

**VALUTATO** che, come affermato anche da ISPRA, il glicole dietilenico presente nelle acque di strato destinate allo scarico a mare possa non determinare una significativa tossicità a lungo termine negli organismi o un pericolo per l'ecosistema marino

**VALUTATO** che in relazione alla dispersione delle effluenze risultano condivisibili le seguenti conclusioni di ISPRA: "Nel complesso i dati ottenuti per le piattaforme già autorizzate allo scarico e quindi oggetto di

monitoraggio dimostrano la capacità del bacino Adriatico di ricevere e disperdere le acque di produzione scaricate in mare, consentendone una rapida dispersione nell'ambiente marino ricevente."

VALUTATO che

- il valore di 1500 ppm di GDE, riportato in Tabella, si riferisce alla concentrazione dello stesso che può essere riscontrata nelle acque scaricate a mare a valle dei filtri a carbone. Tale possibilità si riferisce, però, ai soli casi in cui l'inserimento del glicole avvenga a testa pozzo o a fondo pozzo, cioè a monte del separatore, e quindi con la certezza di ritrovarne un residuo nelle acque scaricate a mare
- tale eventualità riveste carattere straordinario, con potenziale accadimento trimestrale, e che il valore limite di 3500 ppm come limite di concentrazione del glicole dietilenico disciolto nelle acque di strato destinate allo scarico in mare, ritenuto da ISPRA il valore limite al di sotto del quale non sono previsti impatti ambientali sull'ecosistema, viene ampiamente rispettato.

**In merito alle emissioni in atmosfera**

VISTA la nota DVA-2012-08453 del 11/04/2012 avente a oggetto "Decreto Legge 5/2012 recante Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo – ampliamento del campo di applicazione dell'autorizzazione integrata ambientale ad impianti off-shore – chiarimenti" nella quale nel terzo capoverso si afferma che "Un secondo dubbio riguarda la necessità di presentare istanza di AIA nel caso in cui l'esercizio dell'impianto non abbia alcun effetto significativo sull'ambiente, o comunque non richieda nessuna delle autorizzazioni di cui all'allegato IX alla parte seconda del D.Lgs. 152/2006. A tale riguardo, considerando che, nelle AIA statali finora rilasciate, l'esercizio di attività senza effetti significativi sull'ambiente non è stato mai oggetto di specifiche disposizioni si ritiene che nel caso in questione il provvedimento di AIA sarebbe privo di contenuti tecnici e pertanto il relativo procedimento sarebbe un inutile aggravio dell'azione amministrativa, in palese contrasto con la dichiarata finalità del Decreto in oggetto. Si ritiene pertanto che nel caso in questione sia sufficiente una semplice comunicazione del gestore che rappresenti la situazione"

VISTO il D.Lgs. 152/2006 Parte quinta (Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera) Titolo I (Prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività) art 272 (Impianti e attività in deroga) che di seguito si riporta: "Non sono sottoposti ad autorizzazione di cui al presente titolo gli stabilimenti in cui sono presenti esclusivamente impianti e attività elencati nella parte I dell'Allegato IV alla parte quinta del presente decreto. L'elenco si riferisce a impianti e ad attività le cui emissioni sono scarsamente rilevanti agli effetti dell'inquinamento atmosferico. Omissis"

VISTO l'elenco delle attività nella parte I dell'Allegato IV (Impianti e attività in deroga) alla parte quinta del D.Lgs. 152/2006: Impianti ed attività di cui all'articolo 272, comma 1 - 1. Elenco degli impianti e delle attività: comma bb) "Impianti di combustione, compresi i gruppi elettrogeni e i gruppi elettrogeni di cogenerazione, di potenza termica nominale pari o inferiore a 1 MW, alimentati a biomasse di cui all'allegato X alla parte quinta del presente decreto, e di potenza termica inferiore a 1 MW, alimentati a gasolio, come tale o in emulsione, o a biodiesel"

VISTA la nota n. 1187/SICS del 12/11/2012 trasmessa dal Proponente, acquisita al protocollo della Commissione prot. n. CTVA-2012-4165 del 19/11/2012 con cui, in merito alle emissioni in atmosfera il Proponente ha specificato che "la potenzialità termica totale delle apparecchiature che verranno installate sulla piattaforma "Clara NW" è inferiore ad 1 MWt e risulta pari a 0,913 MWt, rientrando, pertanto, nell'ambito degli impianti non sottoposti ad autorizzazione alle emissioni in atmosfera.";

VALUTATO pertanto che, alla luce dei recenti sviluppi normativi, non è necessaria alcuna autorizzazione alle emissioni in atmosfera per l'impianto di cui trattasi, né alcuna procedura di autorizzazione integrata ambientale;

**tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS**

**ESPRIME**

**Giudizio positivo sulla compatibilità ambientale del progetto "Concessione di coltivazione di idrocarburi"**

liquidi e gassosi B.C13.AS Progetto CLARA NW NORD OVEST", a condizione che vengano ottemperate le seguenti prescrizioni:

**Antecedentemente alla realizzazione delle opere:**

- A. Per quanto riguarda le interferenze della piattaforma di perforazione con le rotte navali, in particolare per quanto concerne la zona di sicurezza il Proponente dovrà ottenere il preventivo nulla osta della Capitaneria;
- B. Prima dell'inizio dei lavori dovranno essere presentate all'ARPA Marche le schede di sicurezza dei materiali utilizzati per la protezione della nuova condotta sottomarina e per il collaudo idraulico della stessa;
- C. Il periodo dell'esecuzione delle operazioni a mare dovrà essere definito nell'ambito di un crono programma, con relazione di supporto, predisposto in accordo con ISPRA, da trasmettere al MATTM (Direzione Valutazioni Ambientali e Direzione Protezione della Natura e del Mare). In linea generale, il crono programma dovrà considerare che le operazioni a mare andranno condotte in modo tale da limitare quanto più possibile l'interferenza con i periodi di riproduzione delle principali specie marine la cui presenza nell'area considerata sia accertata da letteratura scientifica esistente;

**Realizzazione delle opere:**

- D. Dovranno essere rispettate tutte le tecniche di prevenzione, le misure di mitigazione e di attenuazione degli impatti ambientali citati nello SIA.
- E. I capitolati d'appalto dovranno contenere come oneri a carico del Proponente tutti quelli derivanti dalle misure di mitigazione previste nello SIA;
- F. Entro 12 mesi dall'installazione della piattaforma, il sito andrà incluso nel certificato ISO 14001:2004 di Eni E&P ed inserito in un programma di monitoraggio interno e, compatibilmente con le indicazioni dell'Auditor, verificato dallo stesso al fine di garantire il rispetto dei requisiti ambientali e le condizioni di un miglioramento continuo;

**Monitoraggio di acque, sedimenti, comunità bentoniche, fauna ittica e cetacei:**

- G. Il piano di monitoraggio, comprendente punti, modalità e frequenza dei prelievi, delle componenti atmosfera, acque, sedimenti marini e organismi marini, ante operam, in fase di cantiere, di esercizio e di smantellamento, per la piattaforma e le condotte, e le azioni di controllo da parte di Enti Pubblici, deve essere trasmesso e approvato da Regione Marche e ARPA
- H. Il Proponente dovrà attuare fin dall'inizio dei lavori un adeguato monitoraggio avente lo scopo di valutare le eventuali modifiche ambientali indotte dalla realizzazione delle teste di pozzo, dalla posa in opera della piattaforma e della condotta sottomarina;
- I. I risultati dei monitoraggi dovranno rimanere a disposizione degli Enti ed essere trasmessi al MATTM, Regione Marche e ARPA Marche con cadenza annuale;
- J. Per la componente acqua, il monitoraggio sito-specifico sarà attuato per tutta la durata dell'esercizio dell'impianto;
- K. Per lo scarico a mare delle acque di strato, di cui alla richiesta di autorizzazione trattata nei punti successivi, il Piano di monitoraggio dovrà essere effettuato per tutta la durata della coltivazione del campo, eventualmente integrato da ulteriori specifiche analisi ritenute significative dalla Regione Marche;

**Stima e monitoraggio dei fenomeni geodinamici:**

- L. Ai fini del controllo dei fenomeni geodinamici (subsidenza), il Proponente, in aggiunta a quanto proposto nello SIA, dovrà:
  - 1) Determinare il punto "zero" in data precedente l'inizio della coltivazione, secondo i criteri definiti dalla Commissione Geodetica Italiana;
  - 2) Redigere un piano di monitoraggio per la verifica della subsidenza con sistemi quali livellazione geometrica, rilievi satellitari, rilievi interferometrici SAR, SPG, ecc. e interconnessione con reti terrestri e marittime. Nel piano dovrà essere specificata, inoltre, la periodicità delle misurazioni;
  - 3) Inserire il campo e il pozzo di monitoraggio nella rete Eni di controllo altimetrico della linea di costa antistante il giacimento anche tramite livellazioni geometriche ad alta precisione;

- 4) Effettuare un rilievo batimetrico multibeam del fondale per monitorare l'estensione areale dell'eventuale cono di subsidenza per la verifica delle previsioni progettuali;
- 5) Riportare su una base topografica e batimetrica i seguenti dati da fornire anche in formato elettronico:
  - I. Campi di sfruttamento esistenti e/o previsti e/o estinti;
  - II. Tutte le strutture (teste di pozzo e condotte);
  - III. Le zone di concessione;
  - IV. Il numero, la profondità e la produttività dei pozzi;
  - V. Le aree di subsidenza singole e cumulative;
  - VI. Le zone di interferenza dei coni di subsidenza di progetto e reali;
  - VII. Le quote e le velocità di movimento delle terre emerse e del fondo del mare;
  - VIII. La stima dell'andamento della subsidenza durante lo sfruttamento del campo;

**Trattamento e smaltimento dei rifiuti:**

- M. 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;
- N. Il Proponente dovrà sottoporre all'approvazione ARPA un piano di smaltimento dei rifiuti prodotti durante le fasi di perforazione, che contenga:
  - I. La data di inizio lavori;
  - II. I volumi attesi per ciascuna tipologia di rifiuto prodotto;
  - III. L'elenco delle discariche autorizzate a ricevere tali rifiuti, le tecniche utilizzate per la riduzione volumetrica e/o il riutilizzo dei rifiuti;

**Dismissione e ripristino finale:**

- O. L'inizio dei lavori è subordinato alla presentazione all'UNMIG, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed alle autorità marittime competenti, di un programma di smantellamento delle opere e di un progetto di ripristino finale delle zone del fondo marino interessate.

**In merito all'adeguamento della piattaforma Calipso**

- P. Il Proponente, in fase di progettazione esecutiva, dovrà trasmettere il progetto di adeguamento della piattaforma Calipso evidenziando tutte le modifiche da apportare in funzione della nuova rete.

**Ulteriori Prescrizioni:**

- Q. Almeno un anno prima della dismissione della piattaforma si dovrà trasmettere all'UNMIG e al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Servizio VIA, nonché alle competenti autorità marittime, un programma di smantellamento delle opere ed un progetto di ripristino finale delle zone del fondo marino interessate.
- R. In fase di progetto esecutivo dovrà essere definita in dettaglio la composizione della lega metallica utilizzata nei sistemi di protezione anticorrosiva della condotta a mare e dovrà essere sottoposta alla valutazione di ARPA Regionale al fine di verificare la necessità di predisporre un programma di monitoraggio relativo al rilascio di metalli nell'ambiente marino da effettuare per tutta la durata dell'esercizio. Le modalità e la tempistica delle attività di monitoraggio dovranno essere definiti in accordo con l'ARPA Regionale mentre i costi sono a carico del Proponente.
- S. Prima di procedere a qualsiasi operazione a mare lungo le fasce di fondale marino interessate dai lavori di eventuale scavo e posa della condotta, ovvero in sede di progettazione esecutiva, deve essere presentato al MATTM un manuale operativo, approvato da un Organismo riconosciuto di cui all'art.3 del Dlgs.318/98, contenente, ma non in modo limitativo, almeno le seguenti principali informazioni e documentazioni:
  - a. Logistica del cantiere e caratteristiche dei mezzi ed attrezzature di scavo e di posa in opera (pianificazione dei lavori, ubicazione delle aree di lavoro a terra e a mare, attrezzature di montaggio e posa quali caratteristiche della linea di varo a mare (lay-barge) o a terra (bancali di appoggio, sistema rotabile, sistema frenante, blocchi di ancoraggio, mezzi di sollevamento e traslazione, ecc.), attrezzature ausiliarie per procedure particolari o di emergenza, sistema

- di aggancio dei cavi di tiro, sistema di trazione, caratteristiche dei pontoni e mezzi navali (tipo di scafo, dimensioni, pescaggio, sistema di ormeggio, limiti operativi, ecc.), tipo e caratteristiche dei verricelli, campo ancore, ecc.
- b. Procedure di lavoro e di posa, procedure di posa (normali, particolari e/o di emergenza), procedure di ispezione e di controllo durante le operazioni di posa, ecc. Il Manuale operativo dovrà fare parte integrante dei Capitolati di appalto per le imprese esecutrici dei lavori.
- T. In fase di cantiere, durante il montaggio della piattaforma, la perforazione e la posa delle condotte, al fine di tutelare i mammiferi marini da eventuali impatti causati dal rumore subacqueo:
- a. Durante le operazioni a mare devono essere presenti nell'area di cantiere e a bordo dei mezzi navali due osservatori qualificati MMO (Marine Mammals Observer), esperti nel riconoscimento di cetacei ed appartenenti ad Enti accreditati (tra cui anche l'ISPRA); le tecniche di avvistamento dovranno essere sia di tipo visuale, con l'ausilio del binocolo, che di tipo acustico, mediante l'uso di idrofoni;
- b. Nel caso di accertata presenza di mammiferi marini, soprattutto se accompagnati da piccoli, in un'area di almeno un miglio marino di raggio attorno al cantiere, dovranno essere sospese le attività. L'inizio delle attività sarà posticipato fino all'allontanamento degli animali, attendendo almeno 30 minuti dall'ultimo avvistamento; nel caso gli animali siano segnalati nella fascia compresa tra 1 e 3 miglia marine attorno al cantiere, sarà necessario effettuare un avvio morbido (soft-start) dei mezzi e attrezzature di cantiere; inoltre, durante i 30 minuti antecedenti l'inizio delle attività, è previsto che gli osservatori si accertino dell'assenza anche di singoli individui nelle aree limitrofe.
- c. Al termine dei lavori a mare dovrà essere compilato un rapporto, nel quale saranno riportati la data e la localizzazione delle opere a mare, la tipologia e le specifiche delle attrezzature impiegate, il numero e il tipo dei mezzi navali impegnati, la registrazione di tutte le occorrenze (sospensione delle attività, durata delle sospensioni, numero dei soft-start ecc); relativamente alle osservazioni dei mammiferi, dovranno essere indicate le modalità dell'avvistamento, le specie, il numero di individui, le coordinate, l'ora e le condizioni meteorologiche; inoltre dovranno essere riportate le considerazioni degli osservatori qualificati MMO. Il rapporto dovrà essere trasmesso al MATTM (Direzione Valutazioni Ambientali e Direzione Protezione della Natura e del Mare) e all'ISPRA; il formato dei dati dovrà essere sia cartaceo che elettronico, quest'ultimo compatibile con le specifiche pubblicate sul sito del MATTM.
- U. Il periodo dell'esecuzione delle operazioni a mare dovrà essere definito nell'ambito di un cronoprogramma, con relazione di supporto, predisposto in accordo con ISPRA, da trasmettere al MATTM (Direzione Valutazioni Ambientali e Direzione Protezione della Natura e del Mare) prima dell'inizio dei lavori a mare. In linea generale, le operazioni a mare dovranno essere condotte in modo tale da limitare la possibile interferenza con i periodi di riproduzione delle principali specie marine la cui presenza nell'area considerata sia accertata da letteratura scientifica esistente.
- V. Il Proponente dovrà definire, in accordo con ARPA, le modalità ed il punto di prelievo e smaltimento dell'acqua utilizzata per la pressurizzazione e pulizia della condotta nella fase di collaudo. Le operazioni di prelievo e smaltimento dell'acqua dovranno essere svolte sotto il controllo dell'ARPA.

**In merito alla richiesta di autorizzazione allo scarico a mare**

**la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS**

**ESPRIME**

**parere favorevole** al rilascio dell'autorizzazione di cui all'art.104 commi 5 e 7, D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., relativa all'autorizzazione per lo scarico a mare per il progetto "Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi B.C13.AS Progetto CLARA NW NORD OVEST", a condizione che vengano ottemperate le seguenti prescrizioni:

1. Le acque di cui si autorizza lo scarico sono esclusivamente quelle prodotte sulla piattaforma "CLARA NW"
2. Le attività oggetto della presente autorizzazione devono essere svolte nel rispetto delle seguenti modalità:
  - a) lo scarico autorizzato deve essere effettuato in un'area circolare con raggio 100 metri, centrata nel punto individuato dalle coordinate geografiche (14° 01' 23.862" E, 43° 48' 7.723" N) descritte nel corso del presente parere. Lo scarico può essere effettuato solo dopo un preventivo trattamento delle acque di strato nell'impianto situato sulla piattaforma "CLARA NW". In tale impianto, le tubature che convogliano le acque di strato in entrata e in uscita devono essere chiaramente identificabili
  - b) le modalità di trattamento e di scarico in mare devono essere conformi a quanto dichiarato dalla Società Proponente sia nella documentazione tecnica allegata all'istanza, che nella relazione tecnica contenente la descrizione e lo schema delle fasi di produzione, trattamento e scarico delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "CLARA NW"
  - c) la Società Proponente dovrà effettuare dei campionamenti delle acque di strato prodotte al fine di confermarne la caratterizzazione entro quarantacinque giorni dalla comunicazione di inizio attività. Tale caratterizzazione dovrà essere valutata dall'ISPRA che a sua volta dovrà comunicare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e al Comando del Compartimento Marittimo di Ancona eventuali elementi significativamente difformi rispetto a quanto riportato nella documentazione tecnica istruttoria presentata dalla Società
  - d) le acque di strato scaricate, devono essere compatibili con la caratterizzazione riportata nella documentazione tecnica presentata e in ogni caso la concentrazione di oli minerali contenuti deve essere inferiore a 40 (quaranta) milligrammi/litro
  - e) la concentrazione del glicole dietilenico disciolto nelle acque di strato destinate allo scarico in mare dovrà essere contenuto entro il limite di 1500 ppm e comunque non deve superare in nessun caso il limite di 3500 ppm
  - f) devono essere adottate tutte le possibili precauzioni per prevenire l'accidentale contaminazione delle acque di produzione con qualsiasi sostanza utilizzata che possa alterare le caratteristiche dell'effluente
  - g) le sostanze additive indispensabili impiegate nella separazione degli idrocarburi dalle acque di strato e i rispettivi quantitativi di soglia devono essere esclusivamente quelle indicate nella documentazione tecnica presentata e nella relazione tecnica contenente la descrizione e lo schema delle fasi di produzione, trattamento e scarico delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "CLARA NW"
  - h) la quantità di effluenti scaricati deve essere conforme a quanto riportato nella relazione tecnica contenente la descrizione e lo schema delle fasi di produzione, trattamento e scarico delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "CLARA NW". La quantità totale massima di effluenti scaricati al giorno non può essere superiore a quanto riportato nella relazione tecnica contenente la descrizione e lo schema delle fasi di produzione, trattamento e scarico delle acque di strato prodotte dalla piattaforma "CLARA NW"
  - i) tutte le operazioni devono essere svolte nel pieno e totale rispetto delle normative vigenti in materia di tutela e salvaguardia dell'ambiente e comunque nel rispetto di quanto riportato nella domanda di autorizzazione e nei relativi allegati, che rimarranno depositati presso il Comando del Compartimento Marittimo di Ancona anche ai fini dell'attività di controllo degli organi preposti alla vigilanza
  - j) deve essere effettuato un monitoraggio atto a verificare eventuali perturbazioni agli ecosistemi vicini allo scarico, secondo le modalità disposte nel piano di monitoraggio presentato e sviluppato secondo le linee guida approvate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Il monitoraggio deve essere condotto da un ente o istituto pubblico, a seguito di uno specifico incarico ricevuto dalla Società Proponente,

utilizzando procedure analitiche validate. Tale ente o istituto pubblico deve redigere una relazione tecnica circa i risultati ottenuti e la Società Proponente deve trasmettere la suddetta relazione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e al Comando del Compartimento Marittimo di Ancona. La Società Proponente deve tenere costantemente e preventivamente informato l'ente o l'istituto pubblico incaricato del monitoraggio dei quantitativi e della frequenza dello scarico al fine di consentire lo svolgimento delle attività

- k) la Società Proponente deve comunicare al Capo del Compartimento Marittimo di Ancona le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria che possono determinare variazioni quali/quantitative delle acque scaricate a mare. Tale comunicazione deve includere le descrizioni e le motivazioni degli interventi, indicando l'eventuale utilizzo di additivi e/o di altre sostanze chimiche con le caratteristiche tecniche e i quantitativi utilizzati. Per la manutenzione ordinaria la comunicazione deve essere inviata con almeno 48 ore di anticipo. Per la manutenzione straordinaria la comunicazione deve essere inviata non appena si siano determinate le problematiche e gli interventi da effettuare, comunque preventivamente rispetto all'inizio delle operazioni
  - l) è cura della Società Proponente compilare un apposito registro sul quale devono essere riportati:
    - I. i quantitativi, la data e l'ora o gli intervalli di utilizzo delle sostanze additive di cui al lettera g)
    - II. i quantitativi degli effluenti scaricati di cui alla lettera h
    - III. gli interventi di manutenzione, ordinaria e straordinaria, relativi ad attività di trasporto, di trattamento e di scarico degli effluenti di cui al lettera k)
    - IV. i quantitativi di additivi e/o di altre sostanze chimiche eventualmente utilizzati nel corso delle operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria di cui al lettera k)
    - V. le informazioni relative ai controlli analitici previsti dal piano di monitoraggio, riportando: data, punto di prelievo, tipo e codice identificativo del campione
  - m) la Società Proponente ha l'obbligo di aggiornare annualmente, a partire dalla data di emanazione del Decreto di VIA, la scheda tecnica B/2 allegata alla domanda di rinnovo dell'autorizzazione allo scarico in mare ai sensi del D.M. del 28 luglio 1994
3. La Società Proponente deve informare tempestivamente e preventivamente il Capo del Compartimento Marittimo di Ancona di eventuali modifiche apportate alle operazioni di trattamento e scarico e comunicare gli eventuali nuovi elementi di conoscenza acquisiti in relazione alle operazioni autorizzate dal presente decreto. La Società Proponente ha facoltà di sospendere le operazioni autorizzate per ragioni di dimostrata necessità; in tal caso l'efficacia del presente decreto è sospesa sino alla data di ripresa delle operazioni. La Società Proponente è tenuta a dare comunicazione della sospensione come pure della ripresa delle operazioni al Comando del Compartimento Marittimo di Ancona che, a sua volta, ne darà comunicazione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. In ogni caso la somma dei periodi di sospensione non può superare i dodici mesi. Qualora sopravvengano nuove esigenze di controllo e/o di carattere scientifico nel periodo di efficacia della presente autorizzazione, il piano di monitoraggio può essere modificato e/o ampliato su richiesta e preventiva approvazione del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
4. Tutte le spese relative all'attività di controllo e di verifica sono a completo carico della Società Proponente che è tenuta a collaborare e a realizzare qualsivoglia intervento sia considerato necessario dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, dal Capo del Compartimento Marittimo di Ancona o dagli organi da essi incaricati al fine di esercitare l'attività di controllo
5. Le prescrizioni indicate nel presente decreto non esonerano la Società Proponente dalle responsabilità derivanti da ogni evento che, provocato direttamente o indirettamente dalle operazioni autorizzate, dia luogo a risarcimento di danni da parte di terzi

- 6. La Società Proponente è tenuta a manlevare le Amministrazioni dello Stato da qualsiasi pretesa avanzata dai soggetti che si ritenessero danneggiati
- 7. Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare si riserva il diritto di accedere in qualunque momento agli impianti con proprio personale o con personale di organismi delegati, compiendo ispezioni ed effettuando ogni altro accertamento connesso all'esercizio dello scarico a mare.
- 8. L'autorizzazione di cui trattasi può essere sospesa a giudizio insindacabile del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare o, in caso di necessità e urgenza, del Capo del Compartimento Marittimo con immediata comunicazione al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, inoltre l'autorizzazione può, per qualsiasi motivo, essere modificata in merito alle prescrizioni e ai termini da rispettare, come pure essere revocata, a giudizio insindacabile dell'autorità che l'ha emessa. In ogni caso la Società Proponente non può avere nulla a pretendere per l'avvenuta sospensione, modifica o revoca dell'autorizzazione

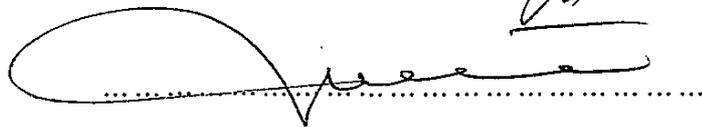
W. Il Proponente dovrà fornire annualmente al MATTM (Direzione per le Valutazioni Ambientali) una sintetica relazione dalla quale si evinca lo stato di avanzamento dell'ottemperanza di tutte le prescrizioni di cui al presente parere. La prima relazione dovrà essere trasmessa entro il primo anno successivo all'approvazione del Decreto VIA.

L'ottemperanza delle prescrizioni dalla A) alla W), ove non diversamente specificato, dovrà essere verificata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

L'ottemperanza delle prescrizioni n. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 in merito all'autorizzazione allo scarico dovrà essere verificata dal Compartimento Marittimo di Ancona.

Gli esiti della vigilanza e dei controlli suddetti e i relativi pareri devono essere inviati dal Capo del Compartimento Marittimo di Ancona al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e alla Società Proponente.

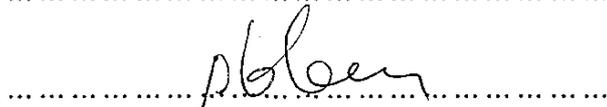
Ing. Guido Monteforte Specchi  
(Presidente)



Cons. Giuseppe Caruso  
(Coordinatore Sottocommissione VAS)

**ASSENTE**

Dott. Gaetano Bordone  
(Coordinatore Sottocommissione VIA)



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



Avv. Sandro Campilongo  
(Segretario)



Prof. Saverio Altieri

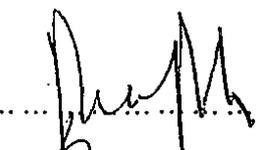


Prof. Vittorio Amadio



*Handwritten notes and signatures at the bottom of the page, including 'W', 'A', 'B', 'L', 'K' and various scribbles.*

Dott. Renzo Baldoni



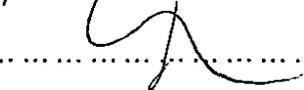
.....

Dott. Gualtiero Bellomo



.....

Avv. Filippo Bernocchi



.....

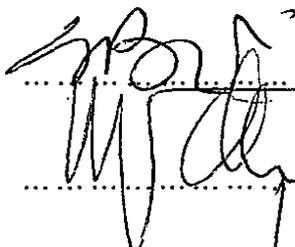
Ing. Stefano Bonino

ASSENTE

Dott. Andrea Borgia

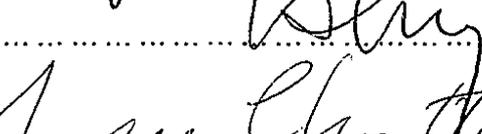
ASSENTE

Ing. Silvio Boşetti



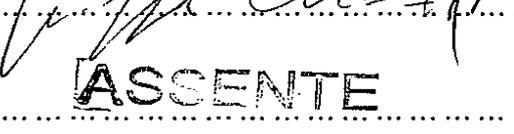
.....

Ing. Stefano Calzolari



.....

Ing. Antonio Castelgrande

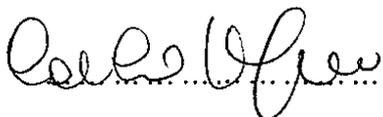


.....

Arch. Giuseppe Chiriatti

ASSENTE

Arch. Laura Cobello

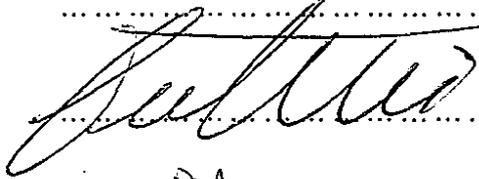


.....

Prof. Carlo Collivignarelli

ASSENTE

Dott. Siro Corezzi



.....

Dott. Federico Crescenzi

Prof.ssa Barbara Santa De Donno



.....

Cons. Marco De Giorgi

ASSENTE

Ing. Chiara Di Mambro



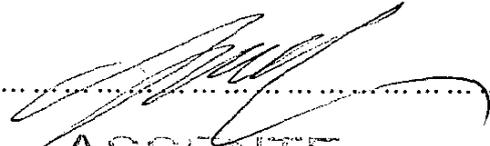
.....

Ing. Francesco Di Mino

Avv. Luca Di Raimondo



Ing. Graziano Falappa



ASSENTE

Arch. Antonio Gatto

ASSENTE

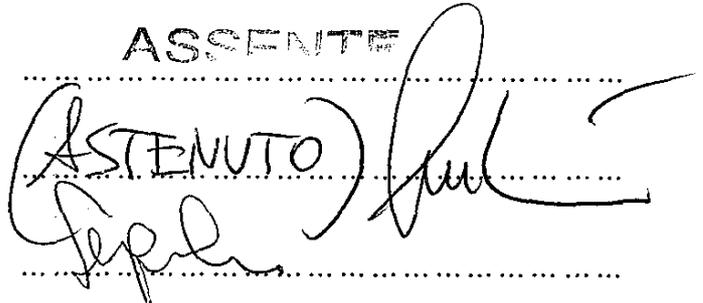
Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini

ASSENTE

Prof. Antonio Grimaldi

ASSENTE

Ing. Despoina Karniadaki

(ASTENUTO) 

Dott. Andrea Lazzari

Arch. Sergio Lembo



Arch. Salvatore Lo Nardo

ASSENTE

Arch. Bortolo Mainardi

ASSENTE

Avv. Michele Mauceri

ASSENTE

Ing. Arturo Luca Montanelli

Ing. Francesco Montemagno



Ing. Santi Muscarà

ASSENTO

Arch. Eleni Papaleludi Melis



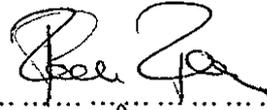
Ing. Mauro Patti



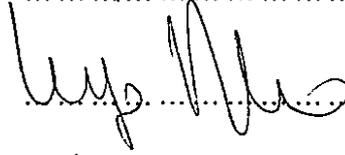
Avv. Luigi Pelaggi



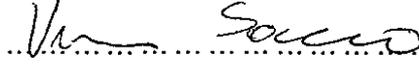
Cons. Roberto Proietti



Dott. Vincenzo Ruggiero



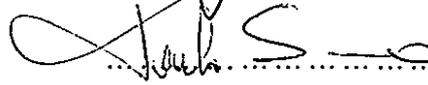
Dott. Vincenzo Sacco



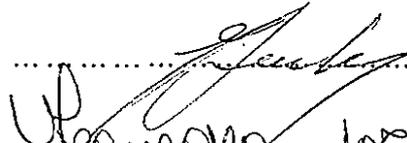
Avv. Xavier Santiapichi



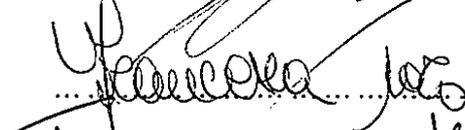
Dott. Paolo Saraceno



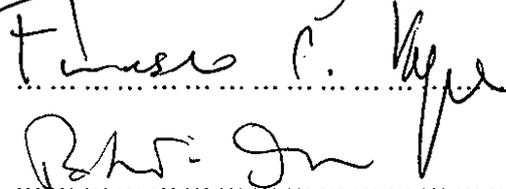
Dott. Franco Secchieri



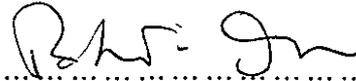
Arch. Francesca Soro



Dott. Francesco Carmelo Vazzana



Ing. Roberto Viviani



Dott. David Piccinini  
(Rappresentante Regionale)

ASSENTE