

# DIVISIONE EXPLORATION & PRODUCTION



Doc. SICS 197

*STUDIO DI IMPATTO  
AMBIENTALE*

*“Progetto Clara NW”*

*Campo Gas Clara Est*

*Off-shore Adriatico Centrale*

*Capitolo 1: Introduzione*

**Febbraio 2012**





## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>1</b>
1.1	UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO.....	2
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	5
1.3	ALTERNATIVA ZERO .....	5
1.4	PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE .....	5
1.4.1	Le attività di eni e&p in Italia .....	6





# 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce lo **Studio di Impatto Ambientale** (SIA) relativo al progetto di sviluppo del "Campo Gas Clara Est", denominato Progetto "**Clara NW**", che eni s.p.a. divisione e&p intende intraprendere nell'ambito della Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C.13.AS", ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico Centrale.

Il progetto "Clara NW", al fine di sfruttare il potenziale residuo del campo di Clara Est nella culminazione Clara NW, prevede le seguenti fasi:

- installazione di una nuova piattaforma a 4 gambe (denominata 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 (del diametro di 12") per il trasporto del gas dalla piattaforma Clara NW all'esistente piattaforma Calipso, distante circa 13 km;
- adeguamento dell'esistente piattaforma Calipso (installazione sistema di ricevimento del gas proveniente dalla piattaforma Clara NW e tie-in sul collettore di spedizione gas).

Lo scenario di produzione identificato per il progetto "Clara NW" prevede la separazione dei fluidi di giacimento, il trattamento e lo scarico a mare delle acque di strato e l'invio del gas estratto all'esistente piattaforma Calipso mediante nuova sealine da 12".

In base alla normativa nazionale vigente (D.Lgs. 3/04/2006 n. 152 e s.m.i. "Norme in materia ambientale"), il progetto è assoggettato a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale in quanto ricade nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. nella tipologia progettuale:

## **7) Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare.**

Le attività in progetto saranno realizzate a circa 45 km di distanza dalla fascia costiera (circa 24,3 miglia nautiche), in un'area che non ricade né all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, né entro la fascia di dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree protette (art. 6 comma 17 del D.Lgs. 152/06, come modificato e integrato dal D.Lgs. n. 128 del 29/06/2010). Pertanto, le attività in progetto possono essere autorizzate previa sottoposizione alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., con lo scopo di individuare, descrivere e valutare, in ottemperanza alla legislazione vigente, gli impatti diretti e indiretti del progetto sui seguenti fattori:

- 1) l'uomo, la fauna e la flora;
- 2) il suolo, l'acqua, l'aria e il clima;
- 3) i beni materiali e il patrimonio culturale;
- 4) l'interazione tra i fattori di cui sopra.

Il presente Studio di Impatto Ambientale (SIA) è stato redatto da un gruppo di lavoro eterogeneo composto da professionisti (Ingegneri, laureati in Scienze ambientali e Geologi) e, in conformità a quanto prescritto dall'Allegato VII alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., è strutturato nei seguenti capitoli:

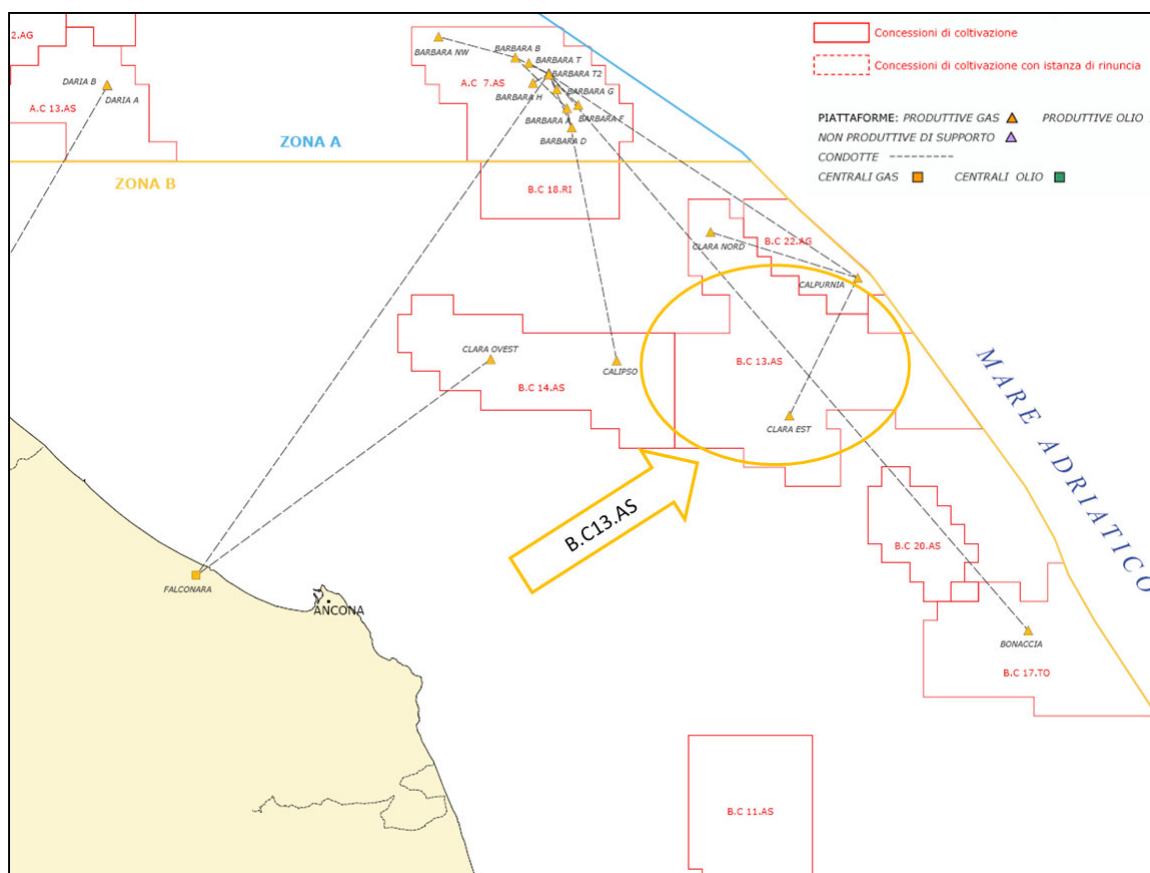
- *Descrizione degli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale e del regime vincolistico:* esamina gli strumenti di programmazione e pianificazione territoriale vigenti, nonché la legislazione di settore e i vincoli di tipo ambientale, territoriale e paesaggistico e ne verifica la coerenza e il rispetto da parte del progetto;



- *Descrizione del progetto:* descrive dettagliatamente il progetto e le tecniche operative adottate, nonché individua i potenziali fattori perturbativi per l'ambiente e illustra le misure di prevenzione e mitigazione previste a livello progettuale volte a minimizzare gli impatti con le diverse componenti ambientali (ambiente biotico ed abiotico). L'individuazione delle possibili alternative e le motivazioni delle scelte effettuate sono riportate nel presente **Capitolo 1**, introduttivo allo Studio;
- *Descrizione delle componenti ambientali:* individua e descrive l'ambito territoriale coinvolto dal progetto e le componenti ambientali (biotiche e abiotiche) potenzialmente soggette ad impatti, valutandone lo stato attuale di qualità ambientale;
- *Valutazione degli impatti e descrizione delle relative misure di mitigazione previste:* identifica le potenziali interferenze dell'opera con l'ambiente (nelle fasi di cantiere, esercizio e dismissione), valutandone la relativa significatività e definisce le misure di mitigazione e di controllo adottabili per limitare e contenere i potenziali impatti.

## 1.1 UBICAZIONE GEOGRAFICA DEL PROGETTO

Il "Campo Gas Clara Est" è ubicato nell'off-shore Adriatico, a circa 45 km (24,3 miglia nautiche) ad Est della costa marchigiana di Ancona (AN), in prossimità della linea di separazione con l'offshore croato. Il campo è compreso nella Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C.13.AS", ubicata in Zona Marina "B" del Mare Adriatico Centrale e avente un'estensione pari a 395,52 Km<sup>2</sup> (cfr. **Figura 1-1** e **Figura 1-2**). Il fondale marino è profondo circa 77 metri, i livelli sono mineralizzati a gas si trovano da circa 750 m a circa 1300 m di profondità.



**Figura 1-1: individuazione delle concessioni di coltivazione e degli impianti esistenti nella Zona Marina "A" e "B" con individuazione della Concessione "B.C.13.AS" (Fonte: Unmig)**



**Figura 1-2: individuazione della concessione di coltivazione "B.C13.AS" e del giacimento Clara Est (Fonte: eni)**

La futura piattaforma Clara NW sarà inserita nel sistema di trasporto che convoglia le portate di gas dei campi Barbara, Clara Complex, Calpurnia, Bonaccia e Calipso alla centrale di Falconara.

In particolare, il gas estratto da Clara NW sarà inviato sulla piattaforma Calipso mediante nuova sealine da 12", successivamente, da qui sarà convogliato mediante esistente sealine da 12" alla piattaforma esistente Barbara A, e da qui, sempre attraverso il sistema di condotte esistenti, sarà convogliato alla centrale di Falconara (cfr. **Figura 1-3** e **Figura 1-4**).

In **Allegato 1.1** è riportato un inquadramento generale con l'ubicazione dell'area della concessione di coltivazione, della nuova piattaforma Clara NW e dell'esistente piattaforma Calipso.

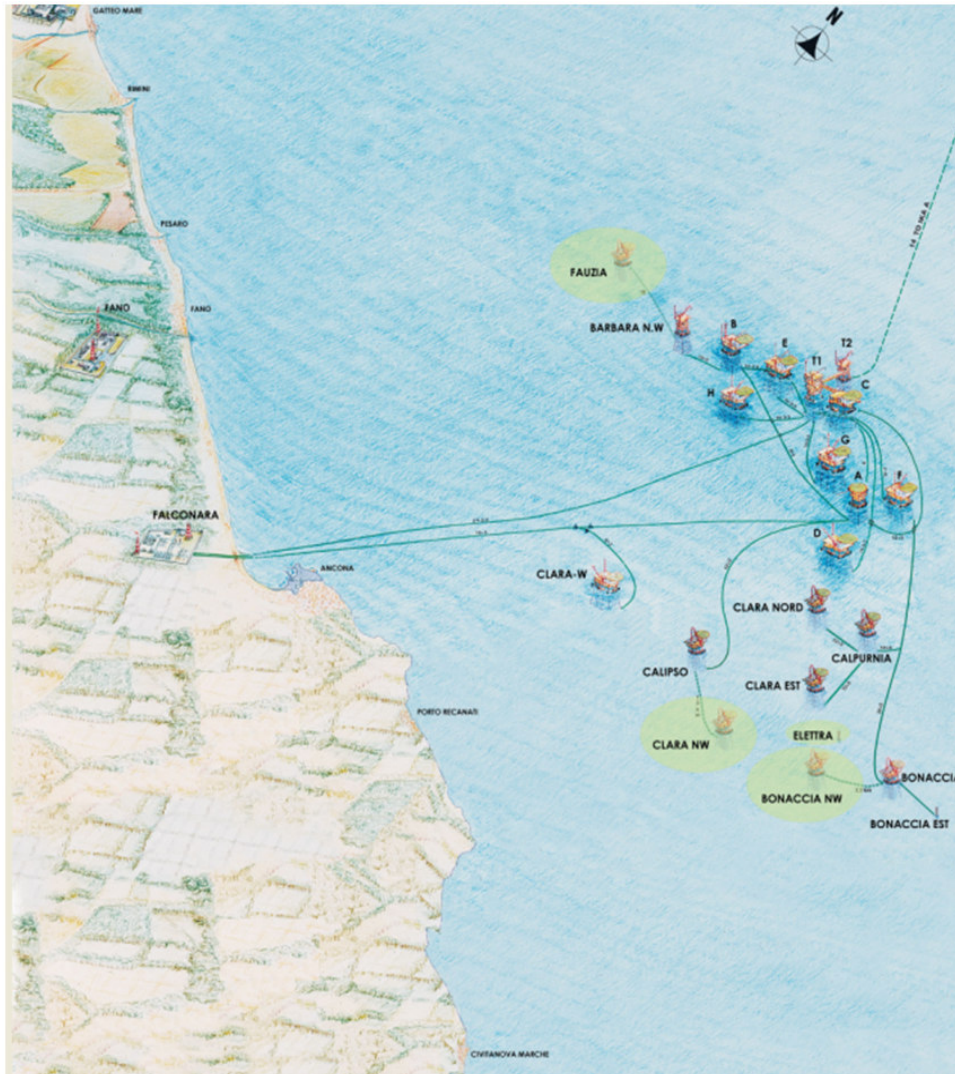


Figura 1-3: ubicazione della piattaforma Clara NW e del sistema di piattaforme limitrofe (le piattaforme da realizzare sono cerchiare in verde)

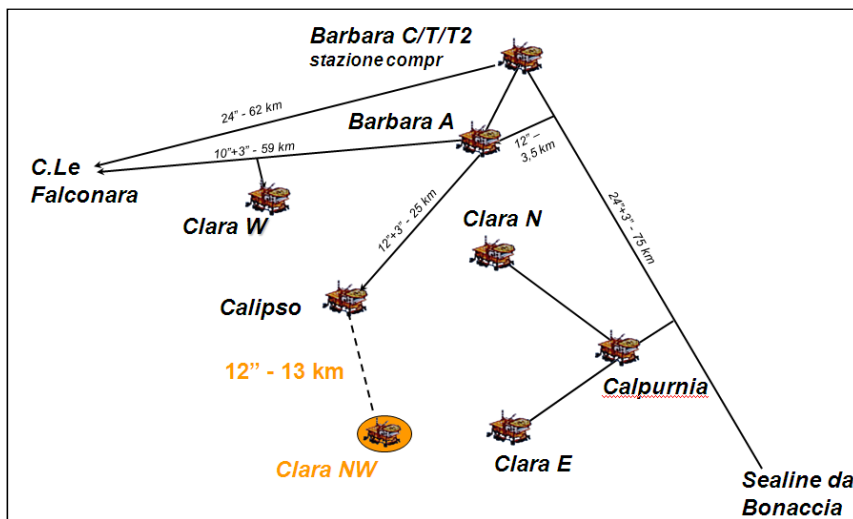


Figura 1-4: layout del progetto "Clara NW"





## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Obiettivo principale del progetto "Clara NW" è il drenaggio delle riserve residue del campo di Clara e lo sfruttamento delle riserve minerarie (gas metano al 99,5%) in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 25 anni a partire dal 1° Trimestre 2015.

Si precisa che le norme minerarie in vigore impongono l'obbligo, da parte del Concessionario, di coltivare al meglio il giacimento di cui è concessionario in nome e per conto dello Stato.

Secondo l'art. 25, comma 5 del Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 "*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011*", infatti, "*lo sviluppo e la coltivazione del campo devono essere condotti secondo i criteri tecnico-economici più aggiornati, in particolare per quanto concerne l'ubicazione, la spaziatura e la deviazione dei pozzi, l'utilizzazione dell'energia del giacimento, l'estrazione, eventualmente anche con l'applicazione di metodi di recupero secondario*".

## 1.3 ALTERNATIVA ZERO

L'alternativa zero, ovvero la non realizzazione delle opere, è stata considerata non applicabile in quanto il progetto, così come dimostrato da precedenti attività esplorative nell'area, può risultare estremamente vantaggioso ed è conforme al trend che l'Italia sta cercando di seguire, ovvero quello di ridurre la propria dipendenza energetica dall'estero attraverso lo sfruttamento, economicamente favorevole ed ambientalmente sostenibile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino sia terrestre. La realizzazione del progetto risponde inoltre, come già descritto al paragrafo precedente, alla necessità di sfruttare al meglio l'energia del giacimento Clara Est, come previsto anche dalle norme minerarie in vigore.

## 1.4 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

*"eni è oggi più che mai un'azienda vicina, aperta e dinamica. I suoi valori chiave sono la sostenibilità, la cultura, la partnership, l'innovazione e l'efficienza".*

eni è un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale.

eni opera nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni, in cui vanta competenze di eccellenza e forti posizioni di mercato a livello internazionale. eni è presente in 77 Paesi con circa 78.400 dipendenti.

Ogni azione promossa da eni è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile. La sua azione è orientata a valorizzare le persone, a contribuire allo sviluppo ed al benessere delle comunità nelle quali opera, a rispettare l'ambiente, a investire nell'innovazione tecnica, a perseguire l'efficienza energetica e mitigare i rischi del cambiamento climatico.

I settori di attività di eni sono:

- **exploration & production (e&p)**, che opera nelle attività di ricerca e produzione di idrocarburi;
- **gas & power (g&p)**, che opera nelle attività di approvvigionamento, trasporto, rigassificazione, distribuzione e vendita di gas naturale;
- **refining & marketing (r&m)**, che opera nelle attività di raffinazione e commercializzazione di prodotti petroliferi;
- **petrolchimica**, che opera nel settore petrolchimico;



- **ingegneria e costruzioni**, che opera nel settore ingegneria, costruzioni e perforazioni offshore e onshore attraverso la Società Saipem;
- **altre Società**, con cui eni opera anche in altri settori industriali attraverso il controllo di società quali Ecofuel S.p.A., eni Corporate University, eni International Resources, eniServizi, LNG Shipping;
- **attività finanziarie**, con cui dal 1° gennaio 2007 la società di tesoreria centrale Enifin S.p.A. è incorporata per fusione in Eni S.p.A. al fine di ottimizzare le opportunità di netting intragruppo e il ricorso al mercato.

### **1.4.1 Le attività di eni e&p in Italia**

Le attività eni in Italia riguardano l'esplorazione e produzione di idrocarburi, il gas naturale, la raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi, l'ingegneria e costruzioni e la petrolchimica.

eni opera in Italia dal 1926. Nel 2010, la produzione di petrolio e gas naturale in quota eni è stata di 183 mila boe/giorno. L'attività è condotta nella Val Padana, nel Mare Adriatico, nell'Appennino centro-meridionale e nell'onshore e nell'offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 23.896 km<sup>2</sup> (19.097 km<sup>2</sup> in quota eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione. Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Nel medio termine, nonostante il declino dei giacimenti maturi e le dismissioni effettuate, la produzione è prevista in leggera crescita grazie al ramp-up produttivo di Val d'Agri, ai progetti in corso e alle iniziative programmate di mantenimento della produzione.

#### **Mare Adriatico**

**Produzione:** I giacimenti del Mare Adriatico hanno fornito nel 2010 il 55% della produzione eni in Italia. I principali sono Barbara, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia e Bonaccia (complessivamente 6 milioni di metri cubi/giorno). La produzione è operata attraverso 87 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Nel marzo 2010 è stata avviata la produzione della piattaforma offshore Annamaria B (eni 90%, operatore), al confine con le acque croate. La produzione è inviata tramite una condotta sottomarina alla centrale di Fano per essere immessa nella rete nazionale di distribuzione. La produzione di regime raggiunta nel corso dell'anno è pari a circa 1,1 milioni di metri cubi/giorno. Nel corso dell'anno è avvenuto lo start-up del giacimento Bonaccia est, con una produzione iniziale di circa 1 milione di metri cubi/giorno.

**Sviluppo:** Nel 2010 è stata effettuata un'intensa attività di sidetrack e workover per ottimizzare il profilo produttivo dei principali giacimenti, in particolare Barbara, Annalisa e Azalea. Nell'ottobre 2011 ha avuto inizio lo sviluppo del giacimento Guendalina.

#### **Appennino centro-meridionale**

**Produzione:** eni è operatore della concessione Val d'Agri (eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 24 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano della capacità di trattamento di 104 mila barili/giorno di petrolio. Il petrolio attraverso un oleodotto della lunghezza di 136 chilometri è lavorato presso la raffineria eni di Taranto. La produzione di gas è trattata presso lo stesso centro di Viggiano e dopo immesso nella rete nazionale. Nel 2010, la concessione ha prodotto complessivamente 88 mila boe/giorno (47 mila in quota eni), rappresentando il 26% della produzione eni in Italia.



**Sviluppo:** Continua il programma di sviluppo di Val d'Agri con il collegamento al centro olio dei pozzi di Cerro Falcone. Le altre principali attività in Val d'Agri hanno riguardato l'avanzamento del programma di interventi di side track e l'adeguamento delle facility di produzione. Nel corso dell'anno sono state inoltre eseguite attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone. Le principali iniziative sui temi a gas riguardano il progetto di sviluppo del giacimento Capparuccia.

**Esplorazione:** L'attività esplorativa ha riguardato l'accertamento del potenziale minerario residuo dell'area.

### **Sicilia**

**Produzione:** eni è operatore in 15 concessioni di coltivazione nell'onshore e nell'offshore siciliano. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Giaurone, Fiumetto e Prezioso che nel 2010 hanno prodotto il 10% della produzione eni in Italia.

**Sviluppo:** L'attività prevede il completamento dello sviluppo del giacimento Tesauro. Sono state inoltre eseguite attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Bronte.

