

Doc. SIME\_AMB\_05\_134

## Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

**Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla  
Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n.  
149/14**

febbraio 2020

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 2 of 123</p>
--	-----------------------------------	---	------------------------------

## Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea

### **Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14**

			
	<p>A. Cuzzola</p>	<p>V. Nappa</p>	<p>P. Pucillo</p>
	<p><b>Elaborato</b></p>	<p><b>Verificato</b></p>	<p><b>Approvato</b></p>

--	--	--	--	--	--
00	Emissione	Amec Foster Wheeler E & I GmbH	Eni	Eni	febbraio 2020
REV.	DESCRIZIONE	PREPARATO	VERIFICATO	APPROVATO	DATA

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 3 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	--------------------------

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>5</b>
1.1	STRUTTURA DEL DOCUMENTO.....	5
<b>2</b>	<b>SINTESI DEL PROGETTO “OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA”</b> .....	<b>6</b>
2.1	INTERVENTI DI PROGETTO ATTUALMENTE PREVISTI .....	7
<b>3</b>	<b>VERIFICA DI FATTIBILITA’ DELLA RE-INIEZIONE DI CO<sub>2</sub></b> .....	<b>9</b>
3.1	QUANTIFICAZIONE DELLA CO <sub>2</sub> PRODOTTA .....	9
3.2	VALUTAZIONI SULLA POSSIBILITÀ DI RE-INIEZIONE DELLA CO <sub>2</sub> .....	10
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>11</b>

### Elenco delle Figure

Figura 2-1: Localizzazione del progetto “Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” nell’ambito dell’Istanza di Concessione di Coltivazione “G.C1.AG” .....	6
---	---

### Elenco delle Tabelle

Tabella 3-1: Composizione chimica del gas estratto dai campi Argo e Cassiopea .....	9
---	---

### Allegati

- Allegato 1: Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA - Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1 – Sintesi non tecnica (Doc. 000196\_DV\_CD.HSE.0128.000\_00)
- Allegato 2: Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea. Studio preliminare ambientale. Appendice D - Sintesi non tecnica, (Doc. SIME\_AMB\_01\_18)
- Allegato 3: Campi di Argo e Cassiopea: studio di subsidenza Management Summary. Eni 24/03/2016
- Allegato 4: Decreto n.149 del 27/05/2014 del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT)
- Allegato 5: Determinazione Direttoriale di esclusione dalla VIA n.55 del 07 febbraio 2018
- Allegato 6: Decreto n. 364 di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27 maggio 2014

 <p data-bbox="395 188 542 282">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 174 699 255">Date febbraio 2020</p>	<p data-bbox="740 112 1343 318"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p data-bbox="1362 179 1469 250">Page 4 of 213</p>
--	---	---	--

## ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AG	Agrigento
Art.	Articolo
D.D.	Determinazione Direttoriale
D.Lgs.	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
D.P.R.	Decreto del presidente della Repubblica
Dec.	Decreto
m	metri
km <sup>2</sup>	chilometro quadrato
MATM	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MiBACT	Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
n.	numero
Prot.	Protocollo
RF	Recovery Factor
RaGe	Raffineria di Gela (Società interna al "Sito Multisocietario Eni di Gela")
Sm <sup>3</sup>	Normal metro cubo
TEG	Glicole Trietilenico
TVDSS	Total Vertical Depth SubSea
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 5 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	--------------------------

## 1 INTRODUZIONE

Il "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea", presentato nel 2010 dalla società Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production, oggi Eni S.p.A. Upstream & Technical Services (Eni), ha ottenuto il giudizio favorevole di compatibilità ambientale e Autorizzazione integrata ambientale con Decreto VIA/AIA n.149 del 27/05/2014 (*Allegato 4*), e successivo Decreto n.364 del 27/12/2019 di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149.

Successivamente, il Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto del 31/10/2014 poi rettificato il 29/01/2015, ha conferito ad Eni la concessione di coltivazione – denominata G.C1.AG – nell’ambito della quale attuare il Programma Lavori autorizzato.

A fronte di nuovi sviluppi progettuali, Eni ha previsto alcuni "interventi di ottimizzazione" per i quali ha ottenuto l’esclusione dalla valutazione di impatto ambientale con Determinazione Direttoriale n. 55 del 7/02/2018 (*Allegato 5*), a condizione che venissero rispettate tutte le prescrizioni del Decreto VIA/AIA.

Il 27/12/2019, con Decreto n. 364 (*Allegato 6*) è stata prorogata la validità del decreto VIA/AIA n. 149., per la sola parte VIA, in quanto la parte AIA era relativa alla realizzazione di una nuova piattaforma offshore non più prevista dal progetto di ottimizzazione.

Tra le condizioni ambientali confermate, la A22 del Decreto VIA/AIA, per la cui ottemperanza si è redatta la presente nota, recita:

- ... "Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare uno studio finalizzato a verificare la fattibilità della re-iniezione di CO<sub>2</sub>, per la riduzione delle depressioni generate dallo sfruttamento del giacimento. Tale studio dovrà verificare sia i vantaggi legati al contenimento della subsidenza, sia quelli legati alla cattura geologica di CO<sub>2</sub> considerando anche la sostenibilità ambientale dell'approvvigionamento della CO<sub>2</sub> stessa.

### 1.1 STRUTTURA DEL DOCUMENTO

La presente Nota Tecnica è composta dai seguenti Capitoli:

- **Introduzione (Capitolo 1):**  
in cui si definisce lo scopo e la struttura del documento;
- **Sintesi del progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" (Capitolo 2):**  
in cui si riporta una sintesi dei principali interventi previsti da progetto;
- **Verifica di fattibilità della re-iniezione di CO<sub>2</sub> (Capitolo 3):**  
in cui si riportano le valutazioni effettuate a supporto della verifica di fattibilità della re-iniezione di CO<sub>2</sub>;
- **Conclusioni (Capitolo 4):**  
in cui si riportano le conclusioni di quanto esposto nella presente Nota Tecnica.

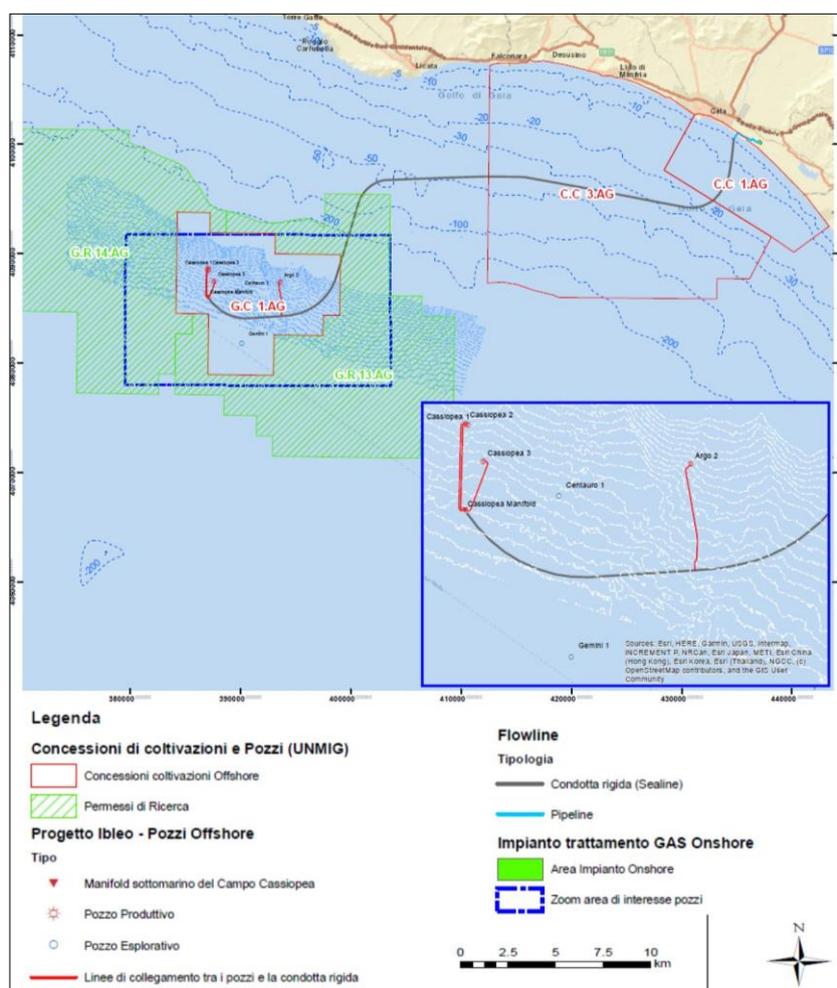
	<p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 6 of 213</p>
--	---	-----------------------------------	---	--------------------------

## 2 SINTESI DEL PROGETTO "OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA"

Il progetto approvato "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" risulta ubicato nel Canale di Sicilia, nell'ambito dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "G.C1.AG" (superficie pari a 145,6 km<sup>2</sup>) conferiti dal Ministero dello Sviluppo Economico **per una durata di 20 anni.**

La concessione G.C1.AG (Eni op. 60%, Edison 40%), alla quale i due campi appartengono, è rappresentata nella figura sottostante.

In generale il progetto prevede lo sviluppo dei campi a gas (CH<sub>4</sub> 99%) di "Argo" e "Cassiopea", posizionati a circa 25 km a Sud della città di Licata (AG); i due giacimenti sono posti ad una profondità compresa tra i 1.300 ed i 1.900 m TVDSS (Total Vertical Depth Subsea).



**Figura 2-1: Localizzazione del progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" nell'ambito dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "G.C1.AG"**

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 7 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	--------------------------

## 2.1 INTERVENTI DI PROGETTO ATTUALMENTE PREVISTI

### Interventi di Sviluppo

- Realizzazione di n. 4 pozzi sottomarini produttori, di cui n.1 per il Giacimento "Argo" (pozzo Argo 2 - da completare per la produzione) e n. 3 pozzi per il Giacimento "Cassiopea" (pozzo Cassiopea 1 Dir - da completare per la produzione, pozzi Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3 da perforare "ex novo").
- Installazione di un manifold (collettore) sottomarino di raccolta della produzione del campo "Cassiopea" e di un "in-line tee" sulla condotta di trasporto per la raccolta della produzione del campo "Argo".
- Installazione presso l'esistente piattaforma "Prezioso" di:
  - unità per l'iniezione di glicole etilenico e altri agenti chimici nel flusso gassoso estratto;
  - unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini;
  - collegamento al collettore di blowdown di piattaforma, per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas.
- Posa di una condotta sottomarina da 14" per il trasporto del gas, dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo pontile a terra.
- Utilizzo delle strutture di supporto dell'esistente condotta in cemento armato (trave tubo) che corre parallelamente al pontile del Sito Multisocietario Eni di Gela, su cui posare la nuova struttura di supporto della condotta da 14" nel suo tratto terminale fino a terra (previa opportuna rimozione e smantellamento dell'esistente condotta in cemento armato).
- Installazione su terraferma (all'interno del Sito Multisocietario Eni di Gela) di tutte le componenti necessarie per il trattamento e commercializzazione del gas metano, precedentemente previste installate su di una nuova piattaforma denominata "Prezioso K". Tutti gli impianti a terra saranno connessi alla rete elettrica.
- Realizzazione degli impianti per il trattamento, compressione, misura e consegna del gas metano in Snam Rete Gas, in un'area ubicata all'interno del Sito Multisocietario Eni di Gela quindi in un ambiente già industrializzato ed antropizzato. Tali impianti saranno principalmente così composti:
  - In ingresso all'impianto, la condotta da 16" di collegamento con l'area di approdo a terra della condotta sottomarina sarà connessa allo slug catcher che assicurerà la separazione del gas dall'acqua di strato e di condensazione.
  - A valle della separazione nello slug catcher, il flusso gassoso sarà convogliato all'unità di compressione costituita da due treni 2x100% in parallelo, i cui motori primi saranno alimentati elettricamente.
  - A valle dell'unità di compressione il gas sarà inviato all'unità di disidratazione, basata su di una colonna ad assorbimento funzionante con Glicole Trietilenico (TEG). A valle della disidratazione è previsto lo spillamento di una minima quantità di gas anidro, che sarà impiegato solo per le operazioni di polmonazione, purga e tenuta delle apparecchiature dell'impianto che ne necessiteranno. Il rimanente gas, a specifica, sarà

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 8 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	--------------------------

immesso nella rete nazionale alla pressione di circa 70 bar, previa misurazione fiscale effettuata da apparecchiatura dedicata.

- L'impianto sarà completato da tutti i sistemi ausiliari necessari alla produzione che includeranno, tra gli altri, il sistema aria strumenti, il sistema di drenaggio, il sistema di torce di emergenza, il sistema di ricircolo degli effluenti gassosi e la generazione di emergenza.
- Utilizzo di facilities ed utilities già esistenti ed in parte ottimizzate, a supporto del processo di trattamento del gas nell'ottica di una crescente sinergia tra i nuovi impianti e quelli già esistenti.

### Interventi di ricerca

- Perforazione di n.2 pozzi sottomarini esplorativi (aventi per obiettivo livelli sab-biosi mineralizzati a gas) sui prospetti denominati "Centaurò 1" e Gemini 1".

Rispetto agli interventi previsti, è bene evidenziare come:

- non siano più presenti i combustori necessari ad alimentare elettricamente la piattaforma Prezioso K, in quanto tutto l'impianto di trattamento gas risulta installato a terra all'interno del Sito Multisocietario Eni di Gela e connesso alla rete elettrica;
- non si prevedono componenti impiantistiche in grado di sequestrare la CO<sub>2</sub> dal gas estratto, prima dell'immissione in rete, in quanto, come definito in seguito, i quantitativi di anidride carbonica attesi all'interno del gas stesso risultano minimi.

Per un maggior dettaglio circa il progetto complessivo si rimanda agli Allegati 1 e 2 in cui sono riportati le Sintesi non tecniche dei documenti:

- *Studio di Impatto Ambientale Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea - Pozzi Esplorativi Centaurò 1 e Gemini 1, 2011 (Allegato 1);*
- *Interventi di Ottimizzazione del "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea, Studio ambientale preliminare, 2016(Allegato 2).*

Per una visione completa dei documenti sopra citati (comprensivi di allegati ed integrazioni), vista l'estensione degli stessi, si rimanda al sito internet ministeriale (<https://va.minambiente.it>):

- <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/526/614>;
- <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/1647/10112>.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 9 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	--------------------------

### 3 VERIFICA DI FATTIBILITA' DELLA RE-INIEZIONE DI CO<sub>2</sub>

Con lo scopo di valutare se e in che misura la re-iniezione in giacimento della CO<sub>2</sub>, prodotta durante le fasi di produzione, possa ridurre la subsidenza attesa per l'estrazione del gas naturale, e di verificare sia i vantaggi legati al contenimento della subsidenza, sia quelli legati alla cattura geologica di CO<sub>2</sub>, considerando anche la sostenibilità ambientale dell'approvvigionamento della stessa anidride carbonica, si è proceduto a quantificare le portate di anidride carbonica che potrebbero essere prodotte durante le fasi di estrazione e commercializzazione del gas, così da comprendere quanto possa essere ambientalmente sostenibile una loro re-iniezione all'interno del giacimento Argo-Cassiopea.

#### 3.1 QUANTIFICAZIONE DELLA CO<sub>2</sub> PRODOTTA

In merito ai quantitativi di anidride carbonica prodotta durante le fasi operative (estrazione, trattamento e commercializzazione), si è provveduto a considerare le concentrazioni di CO<sub>2</sub>:

- presenti all'interno del gas che sarà estratto;
- prodotte, a livello impiantistico, durante le fasi di trattamento del gas.

Per quanto riguarda i quantitativi di CO<sub>2</sub> attesi all'interno del gas essi si attestano in percentuali pari a circa lo 0,04%, corrispondente alla percentuale molecolare del valore di CO<sub>2</sub> atteso all'interno della composizione del gas, così come riportato nella tabella di seguito.

Tale quantitativo (0,04%) è ampiamente al di sotto della specifica di vendita prevista da Snam Rete Gas (che richiede una concentrazione massima di CO<sub>2</sub> nel gas di vendita non superiore al 3%), così da non rendere necessario, prima della vendita, alcun trattamento preventivo di sequestro / addolcimento di CO<sub>2</sub>.

**Tabella 3-1: Composizione chimica del gas estratto dai campi Argo e Cassiopea**

Componente	Composizione (mol)	Percentuale molecolare (%) <sup>1</sup>
Nitrogen - N <sub>2</sub>	0,006975	0,7
Carbon dioxide - (CO <sub>2</sub> )	0,000399	0,04
Methane CH <sub>4</sub>	0,988587	99,21
Ethane - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,000199	0,02
Propane - C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,000100	0,01
i-buthane - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,000100	0,01
n-buthane- C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,000100	< 0,005
neo-pentane - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000000	< 0,005
i-pentane- C <sub>5</sub> H <sub>10</sub>	0,000022	0,01
n-pentane - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,000005	< 0,005
Hexanes - C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,000003	< 0,005
Heptanes - C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,000000	< 0,005
Octanes (plus) - C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,000000	< 0,005

A titolo puramente esplicativo, qualora si volesse comunque separare e trattenere la CO<sub>2</sub> presente nel gas estratto, prima della sua immissione in rete Snam, si avrebbe un quantitativo giornaliero di anidride carbonica (Sm<sup>3</sup>/g = standard metri cubi giorno) pari

<sup>1</sup> Peso molecolare ottenuto moltiplicando il valore della frazione molare per 100

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 10 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	-------------------------------

a 1.700 Sm<sup>3</sup>/g; valore determinato moltiplicando il quantitativo molare di CO<sub>2</sub> presente nel Gas (pari a 0,0003999 mol, Tabella 3-1) per il quantitativo di gas prodotto in un giorno (allo stato attuale delle conoscenze stimato in 4,3 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>/g).

$$1700 \text{ Sm}^3/\text{g} (\text{Quantitativo CO}_2 \text{ atteso}) = 0.0003999 (\text{mol CO}_2) \times 4.3 \cdot 10^6 \text{ Sm}^3/\text{g} (\text{Quantitativo Gas stimato})$$

Tale valutazione si riferisce al primo anno di produzione, quando la portata di gas venduta è massima; in seguito, in accordo al profilo di produzione, i quantitativi di gas estratti diminuiscono così come di conseguenza la CO<sub>2</sub> prodotta.

In merito ai quantitativi di anidride carbonica prodotti in fase di produzione, a seguito degli interventi di ottimizzazione del progetto proposti (rif. Capitolo 2) risultano essere pressoché nulli in quanto, considerando che tutti gli impianti a terra saranno alimentati elettricamente, non si prevede l'installazione di generatori / compressori con motori primi a combustione interna, principali responsabili delle emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>.

### 3.2 VALUTAZIONI SULLA POSSIBILITÀ DI RE-INIEZIONE DELLA CO<sub>2</sub>

Prima delle modifiche progettuali richiamate al capitolo 2, è stata effettuata un'analisi di fattibilità della re-iniezione con una valutazione dei possibili effetti (Allegato 3 - *Campi di Argo e Cassiopea: studio di subsidenza Management Summary. Eni 24/03/2016*).

Tale studio aveva considerato il precedente assetto progettuale (installazione di una nuova piattaforma ed emissioni equivalenti pari a 110.000 Sm<sup>3</sup>/giorno di CO<sub>2</sub>) e aveva individuato alcuni punti principali di attenzione:

- i fumi di combustione generati potrebbero contenere, oltre alla CO<sub>2</sub>, anche altri prodotti (ad es. acqua, azoto, ossidi di azoto, ossidi di zolfo, ossido di carbonio, ecc.) che dovrebbero essere separati e gestiti prima di procedere alla re-iniezione della stessa;
- i fumi di combustione, generati a pressione atmosferica dalle macchine, andrebbero compressi fino alla pressione richiesta per l'iniezione in giacimento mediante unità di compressione addizionali; tali unità produrrebbero ulteriore CO<sub>2</sub>, aumentando altresì i punti di emissione in ambiente (oltre alla CO<sub>2</sub> stessa, anche NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> e CO).

I sopracitati punti, ottenuti in ragione di un assetto progettuale che prevedeva generazione di CO<sub>2</sub> da combustori/generatori necessari ad alimentare elettricamente la piattaforma Prezioso K, seppur già risolutori della non convenienza della re-iniezione di CO<sub>2</sub> all'interno del giacimento, a seguito delle ottimizzazioni progettuali (eliminazione della piattaforma K) risultano oggi superati.

I risultati dello studio evidenziano inoltre che l'iniezione di CO<sub>2</sub> in corrispondenza dei campi di Argo/Cassiopea avrebbe effetti praticamente nulli sul contrasto della subsidenza indotta dalla produzione dei campi e sulla sostenibilità ambientale del progetto.

Le valutazioni effettuate e riportate nei precedenti capitoli hanno evidenziato come, anche a fronte degli interventi di ottimizzazione (completa eliminazione della piattaforma K e dei relativi generatori/combustori) apportati al progetto:

- i quantitativi di CO<sub>2</sub> attesi all'interno del gas estratto si attestino a percentuali pari a circa lo 0,04%; ampiamente al di sotto della specifica di vendita prevista da Snam Rete Gas (pari al 3% di CO<sub>2</sub>);
- i quantitativi di anidride carbonica prodotti in fase di produzione, a seguito degli interventi di ottimizzazione del progetto proposti (rif. Capitolo 2), risultino essere

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 11 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	-------------------------------

pressoché nulli, in quanto l'energia elettrica necessaria al funzionamento in condizioni normali degli impianti deriva unicamente dalla rete elettrica e non si prevede pertanto l'installazione di generatori elettrici dedicati; tantomeno è prevista l'installazione di compressori con motori primi a combustione interna (principali responsabili delle emissioni in atmosfera di CO<sub>2</sub> nell'assetto progettuale precedente).

Visti gli esigui, se non nulli, quantitativi di anidride carbonica prodotti in fase di produzione e commercializzazione del gas, non si reputa conveniente una re-iniezione di CO<sub>2</sub> all'interno del giacimento.

#### **4 CONCLUSIONI**

Alla luce delle valutazioni sopra riportate, considerando che:

- il nuovo assetto di progetto non prevede emissioni di anidride carbonica che possano essere catturate ed iniettate in giacimento (escludendo quindi la sostenibilità ambientale dell'approvvigionamento della CO<sub>2</sub>);
- l'iniezione di CO<sub>2</sub> in corrispondenza dei campi di Argo e Cassiopea avrebbe effetti praticamente nulli sul contrasto della subsidenza indotta dalla produzione del campo;

nell'ambito del Progetto in questione e della relativa disponibilità/produzione di CO<sub>2</sub>, la re-iniezione di CO<sub>2</sub> non si ritiene utile al contenimento della subsidenza dei giacimenti offshore e tantomeno ambientalmente sostenibile.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 12 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	-------------------------------

## **ALLEGATI**

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 13 of 213</p>
--	-----------------------------------	---	-------------------------------

## **ALLEGATO 1**

**Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas  
ARGO e CASSIOPEA - Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI  
1 – Sintesi non tecnica  
(Doc. 000196\_DV\_CD.HSE.0128.000\_00)**

 <p><b>eni</b> s.p.a divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 1 di 54</p>
--	---	-----------------------

## INDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>4</b>
1.1	LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE .....	4
1.2	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO .....	5
1.3	INQUADRAMENTO GENERALE ED IPOTESI ZERO .....	6
1.4	PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE .....	8
<b>2</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....</b>	<b>9</b>
2.1	IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO .....	9
2.1.1	Mercato degli idrocarburi – Situazione Mondiale .....	10
2.1.2	Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea .....	10
2.1.3	Mercato degli idrocarburi - Situazione italiana .....	11
2.2	ATTIVITÀ DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN ITALIA .....	11
2.3	NORMATIVA DI SETTORE .....	13
2.4	LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. – DIVISIONE E&P .....	14
<b>3</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE .....</b>	<b>15</b>
3.1	INTRODUZIONE .....	15
3.2	DATI GENERALI DEI CAMPI GAS.....	16
3.3	DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI.....	17
3.4	OPERAZIONI DI PERFORAZIONE.....	18
3.4.1	Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea .....	18
3.4.2	Programma di perforazione pozzi esplorativi .....	19
3.4.3	Casing profile .....	19
3.4.4	Impianto di perforazione .....	19
3.4.5	Perforazione dei Pozzi.....	20
3.5	INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K.....	24
3.6	DESCRIZIONE DEL PROCESSO .....	24
3.6.1	Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM).....	25
3.6.2	Installazione condotta per il trasporto del gas .....	25

 <b>eni s.p.a</b> divisione e&p	Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b>	Pagina 2 di 54
---	--	----------------

3.7	SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA .....	26
<b>4</b>	<b>QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE .....</b>	<b>28</b>
4.1	UBICAZIONE DELL'AREA DESIGNATA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO.....	28
4.2	CARATTERISTICHE METEO - OCEANOGRAFICHE .....	32
4.3	FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI .....	33
4.4	ATTIVITÀ SOCIO – ECONOMICHE DELL'AREA DI STUDIO .....	34
4.5	MONITORAGGIO AMBIENTALE DEL SITO .....	35
<b>5</b>	<b>STIMA DEGLI IMPATTI .....</b>	<b>39</b>
5.1	FASI PROGETTUALI CONSIDERATE .....	40
5.2	STIMA DELLE INTERFERENZE SULLE DIVERSE COMPONENTI AMBIENTALI .....	42
5.3	ATMOSFERA.....	43
5.4	AMBIENTE IDRICO MARINO.....	44
5.5	FONDALE MARINO E SOTTOSUOLO .....	45
5.6	FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI .....	46
5.7	ASPETTI SOCIO ECONOMICI .....	48
5.8	CONCLUSIONI DELLA STIMA IMPATTI.....	48
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONI GENERALI DELLO STUDIO .....</b>	<b>50</b>
	BIBLIOGRAFIA GENERALE.....	51
	SITOGRAFIA GENERALE .....	54
	ALLEGATI .....	54
	APPENDICI .....	54

 <p><b>eni</b> s.p.a divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 3 di 54</p>
--	---	-----------------------

## INDICE DELLE FIGURE

Figura 1-1: Regione Sicilia, Istanze di Concessione e Permessi di Ricerca.....	7
Figura 3-1: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres" .....	17
Figura 4-1: Regione Sicilia, Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG", all'interno dei quali ricade l'Istanza di Concessione di Coltivazione "d3G.C-AG" .....	29
Figura 4-2: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito lungo i due probabili tracciati della futura sealine .....	37
Figura 4-3: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito in corrispondenza dell'area in cui verrà realizzato il futuro Pozzo Centauro 1 .....	38
Figura 4-4: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito in corrispondenza dell'area in cui verrà realizzato il futuro Pozzo Gemini 1 .....	38

## INDICE DELLE TABELLE

Tabella 3-1: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area.....	16
Tabella 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi .....	18
Tabella 3-3: tempistiche relative ai Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 (giorni).....	19
Tabella 3-4: caratteristiche del casing previsto per i tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea e per i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 .....	19

 <p><b>eni s.p.a</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 4 di 54</p>
--	--	-----------------------

# 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la Sintesi Non Tecnica (SNT) dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), redatto ai sensi dell'Allegato V del D.Lgs. 152/2006, come modificato dall'Allegato VII del D.Lgs. 4/2008, relativo al Progetto "Offshore Ibleo" presentato dalla società eni divisione exploration & production per lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea, e l'esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati "Centauro 1" e "Gemini 1", che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell'offshore al largo del Comune di Licata (AG).

Complessivamente, il progetto "Offshore Ibleo" prevede le seguenti attività:

- **Attività di coltivazione:** sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea, situati a circa 30 km da Licata (AG) ubicati rispettivamente all'interno delle Istanze di Concessione denominate:
  - Istanza di Concessione di Coltivazione "**d2G.C.-AG**", che occupa una superficie di 142,6 km<sup>2</sup>, da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito del Permesso di Ricerca "G.R14.AG"; in cui ricade il Campo Gas Panda;
  - Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C.-AG**", che occupa una superficie di 145,6 km<sup>2</sup>, da cui si evidenzia che l'area richiesta in concessione risulta ubicata nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG", in cui ricadono i Campi Gas Argo e Cassiopea;
- **Attività di esplorazione:** esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati "Centauro 1" e "Gemini 1" all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C.-AG**" nell'ambito del Permesso di Ricerca "G.R13.AG", rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana;

Il Progetto prevede inoltre una minima parte di attività onshore, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, all'interno di un'area di circa 2.500 m<sup>2</sup> individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream.

## 1.1 LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

L'intera procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (V.I.A.) costituisce uno strumento di supporto alla progettazione, finalizzato all'individuazione dei potenziali effetti negativi delle opere sull'ambiente ed all'individuazione di alternative progettuali, misure di mitigazione ed eventuali misure di compensazione.

È opportuno mettere in evidenza che la procedura di V.I.A. non ha un corso a sé stante ed indipendente dalla progettazione di un'opera, ma, al contrario, si prefigge di fornire ai progettisti informazioni ed elementi utili a ridurre al minimo l'impatto ambientale dell'intervento.

Nello specifico, uno Studio di Impatto Ambientale si articola normalmente nelle seguenti fasi:

- **Fase di Inquadramento**, costituito da un:

 <p><b>eni s.p.a</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 5 di 54</p>
--	--	-----------------------

- *Inquadramento Programmatico e Pianificatorio*, in cui viene analizzata la compatibilità tra il progetto, i vincoli e gli strumenti di programmazione e pianificazione vigenti, e vengono individuati gli eventuali punti di discordanza;
- *Inquadramento Progettuale*, in cui viene descritto il progetto nelle sue linee fondamentali, al fine di individuare i potenziali fattori perturbativi per l'ambiente;
- *Inquadramento Ambientale*, in cui vengono individuati e descritti l'ambito territoriale coinvolto dall'intervento ed i comparti ambientali potenzialmente soggetti ad impatti significativi;
- Fase di analisi e stima degli impatti, in cui, dopo una prima fase di individuazione delle potenziali interferenze dell'opera con l'ambiente, vengono identificati i potenziali impatti, e relativa significatività, per poi procedere con la valutazione di quali possano essere eliminati e/o mitigati;
- Fase di individuazione delle misure di controllo, in cui vengono sintetizzate ed illustrate tutte le misure di mitigazione e di compensazione adottabili per limitare e contenere i potenziali impatti.

## 1.2 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Il Progetto "Offshore Ibleo", presentato dalla società eni divisione exploration & production, prevede sia attività di coltivazione, sia attività di esplorazione.

Per quanto riguarda le **attività di coltivazione**, il progetto prevede la messa in produzione dei giacimenti offshore dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea attraverso la realizzazione di tutte le opere collegate all'estrazione, trattamento e trasporto/export del gas producibile dai pozzi previsti. Obiettivo principale di tali attività è lo sfruttamento delle risorse in modo efficiente e senza impatti negativi sull'ambiente, per un periodo di 20 anni a partire da Maggio 2013.

Al fine di rispettare i limiti areali imposti dalla normativa, sono state presentate due diverse istanze di concessione di coltivazione, una concessione di circa 142 km<sup>2</sup> relativa al giacimento di Panda e l'altra, di circa 145 km<sup>2</sup>, relativa ai giacimenti di Argo e Cassiopea. Sebbene le due Istanze di Concessione ricadano all'interno della stessa area geografica, e sia previsto uno sviluppo integrato, ciascuna Istanza di Concessione sarà caratterizzata da un proprio Programma Lavori. Si è pertanto ritenuto opportuno affrontare separatamente la descrizione degli interventi progettuali previsti. Il presente Studio di Impatto Ambientale illustrerà quindi il progetto relativo allo sviluppo dei soli giacimenti Argo e Cassiopea, ricadenti nell'Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C-AG**", nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG".

Nello specifico, il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi:

- Perforazione dei pozzi di estrazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, ubicati a circa 21 km dalla costa;

 <p><b>eni s.p.a</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 6 di 54</p>
--	---	-----------------------

- Installazione/rimozione delle piattaforme di perforazione, della Piattaforma Prezioso K e delle facilities di trattamento e compressione del gas, e connessione tramite ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso, posizionate a circa 11 km dalla costa;
- Installazione subacquea in alto fondale dei subsea production systems e posa delle sealines di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma e il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m. La distanza dalla costa del tracciato della futura sealine Panda – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea e a circa 22 km in corrispondenza del Pozzo Panda.

Per quanto riguarda le **attività di esplorazione**, che saranno realizzate all'interno della stessa Istanza di Concessione di Coltivazione “**d3G.C.-AG**” ma nell'ambito del solo Permesso di Ricerca “G.R13.AG”, si prevede l'esecuzione di due Pozzi esplorativi per la ricerca di idrocarburi gassosi denominati “Centauro 1” e “Gemini 1”.

Il progetto “Offshore Ibleo” include anche una minima parte di attività onshore che prevede la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di “pigging” della sealine di trasporto.

L'installazione delle varie facilities avverrà nel territorio del Comune di Gela, in un'area di circa 2.500 m<sup>2</sup> individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream. Tale area è ubicata all'esterno del perimetro urbano del Comune di Gela, indicativamente a 5 km dal centro città, in direzione Sud-Est, all'estremo Sud dell'Area Industriale di Gela, e risulta:

- compresa all'interno di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), istituita ai sensi della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE, denominata “*Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela*” (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050012);
- ubicata in prossimità di un Sito di Importanza Comunitaria (SIC), istituito ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE (recepita con DPR n. 357 dell'8 settembre 1997), denominato “*Biviere e Macconi di Gela*” (contraddistinto dal codice identificativo Natura 2000: ITA050001);
- compresa all'interno dell'area classificata come Important Bird Area (IBA) n. 166 “Biviere e Piana di Gela”.

Per tale motivo, al presente SIA è stata allegata la Valutazione di Incidenza Ambientale, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla realizzazione del progetto in esame sui Siti “Rete Natura 2000” sopra elencati, tenuto conto degli obiettivi di conservazione dei valori naturali tutelati nei siti stessi.

### 1.3 INQUADRAMENTO GENERALE ED IPOTESI ZERO

Il progetto “Offshore Ibleo” sarà ubicato nell'offshore siciliano a circa 30 km in direzione Sud-Ovest dalla città di Licata (AG), nell'ambito delle Istanze di Concessione di Coltivazione “**d2G.C.-AG**” e “**d3G.C.-AG**”, che occupano rispettivamente una superficie pari a 142,6 km<sup>2</sup> e 145,6 km<sup>2</sup>, e ricadono all'interno dei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG” (cfr. **Figura 1-1** ed **Allegato 1**).

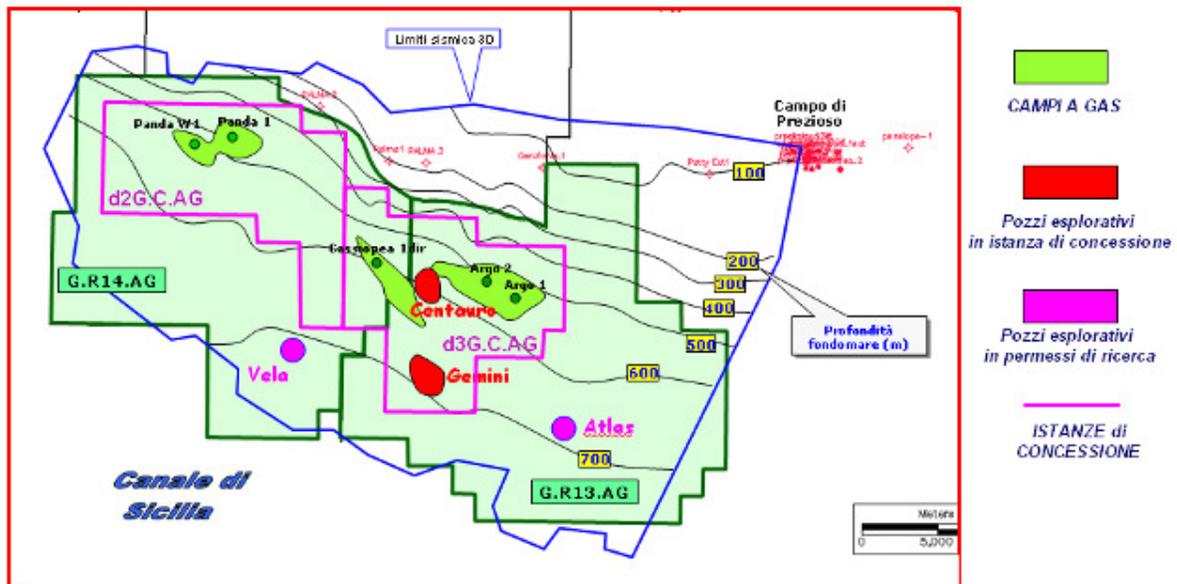


Figura 1-1: Regione Sicilia, Istanze di Concessione e Permessi di Ricerca

Nello specifico, le attività di coltivazione all'interno dell'Istanza di Concessione di Coltivazione "d3GC-AG" prevedono la realizzazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea con la perforazione, rispettivamente, di un pozzo (Argo 2) e di 5 pozzi (Cassiopea 1 – Cassiopea 5), e le attività di esplorazione, all'interno della stessa Istanza di Concessione, prevedono la realizzazione di due Pozzi esplorativi "Centauro 1" e "Gemini 1" per la ricerca di idrocarburi gassosi presso due giacimenti ubicati all'interno del Permesso di Ricerca "G.R13.AG", rispettivamente a circa 25 km e 28 km di distanza dalla costa italiana.

L'area di ubicazione del progetto si estende lungo parte della costa meridionale della Sicilia in direzione NW-SE, da Capo S. Marco a Capo Soprano e comprende il tratto di mare che dalla linea di costa giunge fino alla linea batimetrica dei 700 m, a circa 40 km di distanza.

Tale area rientra interamente nella scarpata continentale dello Stretto di Sicilia, caratterizzata da una larghezza massima sulla congiungente Lampedusa-Linosa-Licata (km 207) e minima tra Capo Bon e Capo Lilibeo (km 144), ed è solcata trasversalmente da profondi bacini ed interrotta da monti sottomarini e banchi.

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 responsabile, delle risorse presenti sul territorio nazionale sia marino che terrestre.

 <p><b>eni</b> s.p.a divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 8 di 54</p>
--	---	-----------------------

#### 1.4 PRESENTAZIONE DEL PROPONENTE

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 70 Paesi con circa 79.000 dipendenti.

Ogni azione è caratterizzata dal forte impegno per lo sviluppo sostenibile: valorizzare le persone, contribuire allo sviluppo e al benessere delle comunità nelle quali opera, rispettare l'ambiente, investire nell'innovazione tecnica, 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 e costruzioni attraverso la Società Saipem;
- **corporate e altre attività**, con cui eni opera anche in altri settori industriali attraverso il controllo di società quali Ambiente, Tecnologie, Sieco, Syndial, Tecnomare, eni Corporate e società finanziarie.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 9 di 54</p>
---	--	-----------------------

## 2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il “Quadro di Riferimento Programmatico”, sviluppato ai sensi dell’Allegato V del D. Lgs. 152/06 come modificato dall’Allegato VII del D.Lgs. 4/08, ha la funzione di strumento di controllo e di verifica della compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle opere da realizzare, evidenziando eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l’attuale situazione energetica italiana.

Relativamente alle attività onshore, che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l’installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di “pigging” della sealine di trasporto, la verifica della compatibilità tra le attività in progetto e le indicazioni normative e gli strumenti di pianificazione e programmazione territoriale vigenti sarà approfondita nella Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA.

### 2.1 IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

In Italia, la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata e continua a rappresentare un obiettivo centrale nell’ambito della politica energetica, in seguito alla “storica” dipendenza del nostro Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l’importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi, è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal P.E.N. (Piano Energetico Nazionale) del 10 Agosto 1988. Negli ultimi anni si è registrata una progressiva riduzione dei consumi di petrolio e, quindi, delle sue importazioni, a fronte di una produzione nazionale che si è mantenuta pressoché costante o in lieve crescita.

Con riferimento al gas naturale, la domanda è invece cresciuta con un trend significativo comportando un costante incremento della dipendenza dalle importazioni, dovuto al progressivo declino della produzione nazionale. Gradualmente il gas naturale ha effettivamente acquisito un ruolo di sempre maggiore rilevanza nel bilancio energetico nazionale.

Secondo i dati desunti dalla “*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta*”, redatta dall’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009, secondo stime previsionali del 2005, anche dal confronto con le altre fonti primarie, si prospetta un continuo declino del petrolio a vantaggio del gas, che, a partire dal 2015 è destinato a diventare la principale fonte energetica.

La quota attuale di gas naturale consumato, pari a circa il 35% del totale, è infatti destinata ad aumentare fino a coprire oltre il 40% del consumo complessivo di fonti primarie entro il 2020, mentre il petrolio è destinato a passare dall’attuale 43% al 37%, atteso per lo stesso periodo.

La forte richiesta per la generazione di energia elettrica degli ultimi anni ha contribuito in modo significativo all’incremento dei consumi di gas. Nel lungo termine la domanda di gas in Italia è prevista

 <b>eni s.p.a.</b> divisione e&p	<b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b>	Pagina 10 di 54
--	---	-----------------

crescere fino al 2020, soprattutto ad opera del settore termoelettrico, con un incremento medio annuo di circa il 5%.

In tale quadro, nel quale viene inevitabilmente accentuandosi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di gas, trova coerente collocazione il Progetto "Offshore Ibleo", relativo allo sviluppo integrato dei giacimenti offshore a gas Panda, Argo, e Cassiopea e all'esplorazione di potenziali riserve di idrocarburi gassosi offshore attraverso la quantificazione della presenza di gas in corrispondenza degli obiettivi minerari individuati.

### **2.1.1 Mercato degli idrocarburi – Situazione Mondiale**

Secondo le informazioni fornite dall'"*International Energy Outlook 2009*" (Energy Information Administration, 2009), nel periodo 2006-2030 il consumo di gas naturale è destinato ad aumentare annualmente dell'1,6%, anche in relazione all'aumento del costo del petrolio. In particolare, il quantitativo di gas consumato passerà da 104 trilioni di piedi cubi nel 2006 a 153 trilioni di piedi cubi nel 2030.

Al fine di soddisfare la crescente domanda sopra delineata, secondo le stime fornite dall'"*International Energy Outlook 2009*" (Energy Information Administration, 2009) la produzione mondiale di gas naturale dovrebbe aumentare di 48 trilioni di piedi cubi nel periodo 2006 - 2030, passando dai 103,8 trilioni di piedi cubi del 2006 ad una quota stimata di circa 152,7 trilioni di piedi cubi nel 2030. Il maggior aumento è previsto nei paesi non appartenenti all'OECD, dai quali si stima provenga l'84% dell'aumento totale di riserve nel periodo di studio.

Al 1 Gennaio 2009 le riserve mondiali di gas naturale sono stimate in circa 6,254 trilioni di piedi cubi, circa l'1% in più di quelle stimate per il 2008.

### **2.1.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Europea**

L'analisi della situazione attuale è stata condotta facendo riferimento al Rapporto annuale di Eurogas, "*Eurogas Annual Report, 2007-2008*", (Eurogas, 2008), e "*Eurogas Annual Report, 2008-2009*", (Eurogas, 2009).

Secondo i dati riportati in tali documenti, il consumo di gas naturale in Europa (EU27) nell'anno 2008 è risultato pari a 451,74 MTOE (milioni di tonnellate olio equivalenti), con una diminuzione del 2% rispetto al 2007 (441,53 MTOE) (milioni di tonnellate olio equivalenti).

Per quanto riguarda l'andamento della situazione nei singoli Paesi europei, dal confronto tra i dati Eurogas riferiti al consumo di gas naturale nel 2007 e nel 2008 si evince una tendenza variabile con una lieve diminuzione o stabilizzazione dei consumi in particolare nei paesi del nord e del centro Europa. A livello europeo (EU27) la produzione interna rimane la maggiore fonte di approvvigionamento coprendo circa il 37% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (23%), seguita da Norvegia (18%), Algeria (9%) e altri Paesi (13%). Quasi il 75% della produzione interna sono concentrati nel Regno Unito, che nell'ultimo anno ha subito una diminuzione pari a circa il 3,5%, e nei Paesi Bassi che, come altri Paesi dell'Unione Europea hanno incrementato la propria produzione.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 11 di 54</p>
---	--	------------------------

Secondo le stime più aggiornate di Eurogas, nel corso dei prossimi 20 anni, si prevede un incremento pressoché costante nell'uso del gas naturale, con una conseguente diminuzione dei combustibili tradizionali quali petrolio e carbone. Tale incremento è stimato dal 24% del 2005 al 30% previsto per il 2030 (Eurogas, 2007).

### **2.1.3 Mercato degli idrocarburi - Situazione italiana**

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2008, è stata desunta dalla "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009.

Il 2008 è il quarto anno consecutivo in cui l'Italia ha subito un calo dei consumi di energia primaria di circa 2,1 Mtep, dopo il valore massimo di 196,7 Mtep raggiunto nel 2004. Tale diminuzione, che assomma complessivamente a 4,8 Mtep negli ultimi 5 anni, è in parte dovuta alla scarsa crescita economica, ma soprattutto al continuo miglioramento del rendimento del sistema energetico nel suo complesso.

La diminuzione più rilevante nei consumi energetici nel 2008 rispetto al 2007 è stata registrata nel settore industria (-1,85 Mtep), mentre un aumento è stato rilevato nel settore usi civili (+1,56 Mtep), determinati prevalentemente dal riscaldamento degli ambienti.

A fronte della riduzione del fabbisogno e del forte calo della produzione, è stata registrata anche una diminuzione delle importazioni di idrocarburi (complessivamente ridotte dell'1,2% rispetto al 2007). Tale diminuzione risulta in particolare dalla compensazione tra un forte calo delle importazioni di greggio e semilavorati (- 5,7%) e il significativo aumento delle importazioni di gas naturale (3,9%).

## **2.2 ATTIVITÀ DI RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI IN ITALIA**

Sulla base dei dati forniti dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) aggiornati a dicembre 2009 sull'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi, nel 2009 si è registrata una produzione di gas naturale di 7.09 miliardi Sm<sup>3</sup> (- 2 miliardi Sm<sup>3</sup> rispetto al 2008), confermando la costante riduzione di produzione in atto fin dal 1994, quando fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi Sm<sup>3</sup>. Con particolare riferimento al progetto proposto, occorre sottolineare come, secondo la classificazione dell'attività mineraria in mare dell'Ufficio Nazionale delle Attività Minerarie, aggiornata a gennaio 2010, i Campi Gas Argo e Cassiopea e i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, ricadano nella **zona G**, che si estende nell'*offshore* del Canale di Sicilia al largo del Comune di Licata.

Con D.M. del 9 febbraio 2010 sono state trasferite da Eni alle Società controllate Padana Energia, Adriatica Idrocarburi e Ionica Gas - in base alla collocazione geografica degli asset - le quote di titolarità di 37 titoli minerari distribuiti sul territorio nazionale.

Attualmente la maggior parte dei titoli minerari di coltivazione in mare interessa le zone A e B del Mare Adriatico, mentre le concessioni per permessi di ricerca riguardano prevalentemente le zone A, nel mare Adriatico, e G, nel Canale di Sicilia. Dai dati contenuti del "Rapporto annuale sulle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi" redatto nell'anno 2008, si conferma l'andamento di progressivo

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 12 di 54</p>
---	--	------------------------

declino delle riserve recuperabili di gas, che ad oggi, sono diminuite a meno di un terzo del valore rilevato nel 1991 e pari a circa 370 miliardi Sm<sup>3</sup>.

Analizzando l'andamento della domanda di gas naturale, si evince che nel 2008 in Italia la richiesta è stata sostanzialmente in linea rispetto al 2007. Tale fabbisogno è stato coperto per circa il 90% dalle importazioni e per il 10% dalla produzione nazionale. Nel lungo termine la domanda di gas in Italia è prevista crescere fino al 2020 e, in particolare nel quadriennio 2009-2012 si prevede un tasso medio annuo di crescita di circa il 2%.

### **Approvvigionamenti di gas naturale, stoccaggio e ruolo dell'Upstream**

In linea generale, mentre i consumi di gas presentano una notevole variabilità stagionale, prevalentemente legata a fattori climatici, la disponibilità della risorsa è pressoché costante nel corso dell'anno. Pertanto, per soddisfare il fabbisogno energetico, si ricorre allo stoccaggio delle fonti minerali, ovvero all'immagazzinamento del gas nel periodo estivo e ad una sua successiva estrazione (svaso) in quello invernale (AEEG, 2006).

Lo stoccaggio è un'attività regolamentata attraverso le Delibere AEEG 26/02 (*Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale*) e 119/05 (*Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio*) ed il D. Lgs. 164/00 (*Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), i cui criteri per la tariffazione e l'assegnazione della capacità di stoccaggio sono regolate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Nel 2008 le immissioni in stoccaggio sono state superiori ai prelievi per 1,12 miliardi di metri cubi, a fronte di una situazione opposta registrata nel 2007. In particolare, la capacità del sistema di stoccaggio presenta due potenziali fattori di limitazione:

- un limite di capacità complessiva annuale, ossia la disponibilità del volume di stoccaggio utile (c.d. *working gas*), che è pari a circa 13,9 Gm<sup>3</sup> per l'anno termico 2008-2009. In particolare, in caso di eccessivo consumo rispetto alla disponibilità, può essere intaccato lo stoccaggio strategico (pari a 5,1 Gm<sup>3</sup>, come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico);
- un limite di capacità di punta giornaliera, ossia la velocità di erogazione con cui il gas può essere estratto dai depositi, che raggiunge un massimo di circa 252 milioni di metri cubi/giorno (Mm<sup>3</sup>/g), ma tende a diminuire nel corso dell'inverno in concomitanza al progressivo smaltimento (svaso) delle quantità stoccate.

Nell'ambito degli approvvigionamenti di gas naturale, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno e, secondo i dati riportati nella "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Luglio 2009, nel 2008 è stato importato il 3,8% di gas in più rispetto al 2007 e il grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni ha raggiunto il 92%.

A fronte delle previsioni di consumi crescenti di gas evidenziate e considerando la possibilità di potenziali carenze negli approvvigionamenti esterni, assume una notevole importanza strategica il ruolo dell'*upstream* italiano, ovvero il processo di esplorazione e di produzione di idrocarburi a livello nazionale.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 13 di 54</p>
---	---	------------------------

## 2.3 NORMATIVA DI SETTORE

Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi di settore, selezionati per la loro attinenza col progetto in esame, al fine di fornire un quadro completo del panorama legislativo/ambientale:

### Internazionale:

- la Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- la Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore;
- la Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi;
- il Protocollo di Kyoto sulle strategie per la progressiva limitazione e riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera.

### Europeo:

- le Direttive europee 92/91/CEE e 92/104/CEE, che definiscono le prescrizioni legislative volte al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori sia nelle industrie estrattive per trivellazione, sia nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;
- la Direttiva europea 2003/55/CE per gestire il mercato del Gas all'interno della Comunità Europea.

### Nazionale:

- il Piano Energetico Nazionale (PEN), che dal 1988 ad oggi ha fornito le principali linee guida per la gestione del settore energetico italiano, fissandone gli obiettivi energetici di lungo termine (oltre a diverse leggi successive di attuazione);
- la Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, che ha definito un nuovo approccio nella politica energetico-ambientale;
- la Carbon Tax, che costituisce il principale strumento fiscale italiano per l'incentivazione all'utilizzo di prodotti energetici la cui combustione provoca una minore emissione di gas serra;
- la Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano) che prevede il riordino del settore energetico nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la Legge 23 Luglio 2009, n. 99 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*" che introduce alcune modifiche alla Legge 239/2004 in merito alla ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi a mare e in terraferma.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 14 di 54</p>
---	---	------------------------

Per la descrizione dettagliata di tutti gli strumenti normativi internazionali, europei e nazionali vigenti in materia, si rimanda al Quadro di Riferimento Programmatico del presente SIA.

## **2.4 LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. – DIVISIONE E&P**

eni s.p.a.– divisione e&p (Unità operante in Italia) è dotata, per la gestione delle problematiche ambientali, di un Sistema di Gestione Integrato (SGI) che assicura che tutte le attività di estrazione e stoccaggio di idrocarburi siano svolte secondo principi di salvaguardia dell'ambiente e della salute e sicurezza nel rispetto delle disposizioni vigenti, e di ricerca continua del miglioramento delle prestazioni.

Di seguito si fornisce:

- una descrizione del Sistema di Gestione Integrato (SGI);
- una descrizione della Certificazione ISO 14001.

### **Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)**

Il Distretto Meridionale (DIME), che riferisce alla Regione Sud Europa (RESU) di eni divisione exploration & production (div. e&p), opera sul territorio italiano e mantiene un Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI), finalizzato a garantire l'applicazione della Politica in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità Pubblica (che comprende la prevenzione degli incidenti rilevanti), Qualità e Radioprotezione.

La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 14001.

Le parti relative alla sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro che come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) e alla salute sono state sviluppate in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001:2007.

La parte relativa alla qualità è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 9001.

La dichiarazione di intenti e di impegni specifici del Sistema di Gestione Integrato HSE, nota come Politica HSE, è riportata in **Appendice 1**.

### **Certificazione ISO 14001**

La Certificazione ambientale ISO 14001 ottenuta dal Distretto Meridionale, attesta come il Distretto Meridionale sia in possesso di un Sistema di Gestione Ambientale che rispetta i requisiti dettati dalla normativa ISO. A seguito della riorganizzazione, l'ente esterno di certificazione nel mese di novembre 2009 ha rilasciato il nuovo certificato, riportato in **Appendice 2**.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 15 di 54</p>
---	---	------------------------

### 3 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

#### 3.1 INTRODUZIONE

Il Progetto “Offshore Ibleo” prevede lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea e l’esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1, che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell’offshore al largo del Comune di Licata (AG).

Nello specifico, il progetto di sviluppo in esame prevede le seguenti fasi per quanto riguarda le **attività di coltivazione**:

- Perforazione dei pozzi di estrazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, ubicati a circa 21 km dalla costa;
- Installazione/rimozione degli impianti di perforazione, della Piattaforma Prezioso K e delle facilities di trattamento e compressione del gas, e connessione tramite ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso, posizionate a circa 11 km dalla costa;
- Installazione subacquea in alto fondale dei subsea production systems e posa delle sealines di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma e il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m. La distanza dalla costa del tracciato della futura sealine Panda – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea e a circa 22 km in corrispondenza del Pozzo Panda.

Per quanto riguarda le **attività di esplorazione**, che saranno realizzate all’interno della stessa Istanza di Concessione di Coltivazione “**d3G.C.-AG**” ma nell’ambito del solo Permesso di Ricerca “G.R13.AG”, si prevede l’esecuzione di due Pozzi esplorativi per la ricerca di idrocarburi gassosi denominati Centauro 1 e Gemini 1.

Il Progetto prevede inoltre una minima parte di attività onshore, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, all’interno di un’area di circa 2.500 m<sup>2</sup> individuata all’interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream. Gli aspetti progettuali relativi a tale fase verranno ampiamente trattati e sviluppati all’interno della Valutazione di Incidenza Ambientale allegata al presente SIA, al fine di verificare la compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle attività da realizzare.

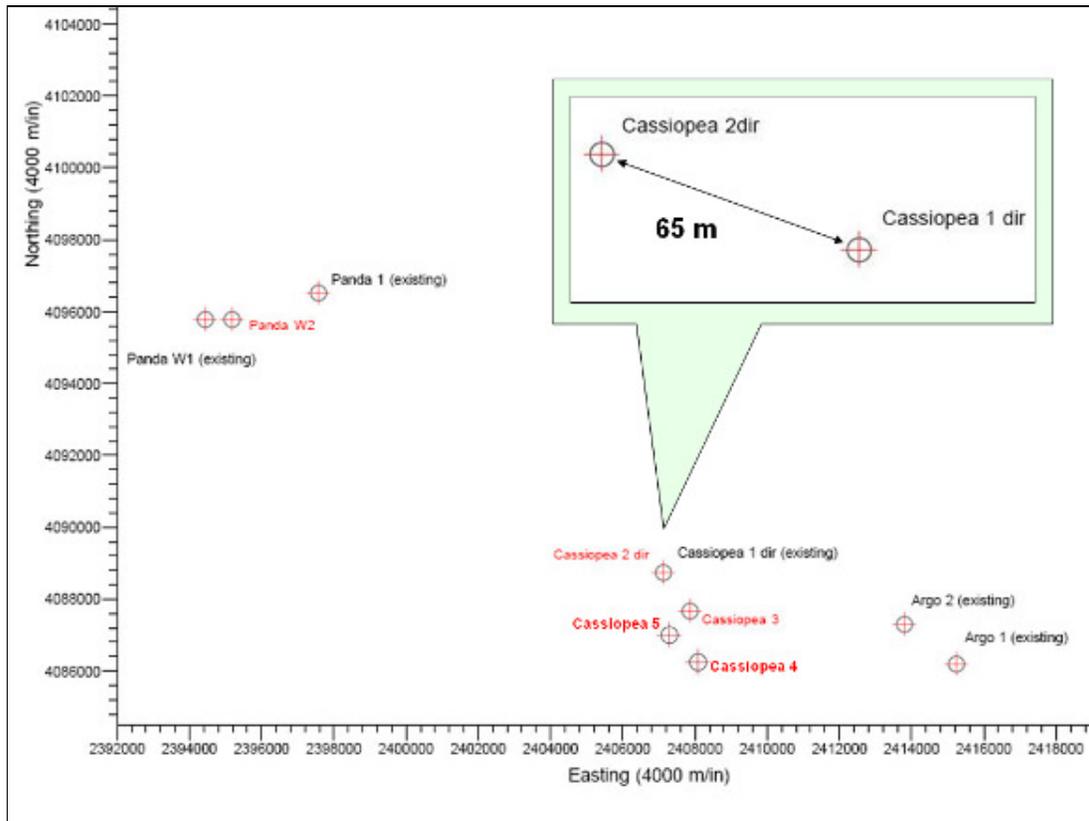
Il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato ai sensi dell’Allegato VII del D. Lgs. 4 del 16 Gennaio 2008, ha lo scopo di fornire indicazioni in merito alle motivazioni dell’intervento ed alle alternative progettuali considerate, descrivendo nel dettaglio le singole attività progettuali previste per la realizzazione del progetto in esame.

### 3.2 DATI GENERALI DEI CAMPI GAS

Le riserve stimate ed il numero di pozzi di perforazione necessari allo sviluppo dei Campi Gas coinvolti nel progetto di sviluppo sono riportati in **Tabella 3-1**.

<b>Tabella 3-1: riserve di gas e numero di pozzi di perforazione per ciascuna area</b>		
<b>Campo Gas</b>	<b>Riserve stimate</b>	<b>Numero di pozzi</b>
Argo	2.62 Gm <sup>3</sup>	1
Cassiopea	7.55 Gm <sup>3</sup>	5
Panda	1.69 Gm <sup>3</sup>	2
<b>TOTALE</b>	<b>11.86 Gm<sup>3</sup></b>	<b>8</b>

I pozzi di perforazione saranno sviluppati sia come pozzi singoli, sia come centri di perforazione, o “drilling centres”, cioè pozzi raggruppati in un raggio di 5-10 metri di distanza dal Manifold di raccolta gas (cfr. **Figura 3-1**).



**Figura 3-1: schema di perforazione per i pozzi singoli e per i "drilling centres"**

Le fasi del progetto relative alla coltivazione saranno ubicate all'interno dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG" e comprenderanno la ripresa di due pozzi esistenti denominati Argo 2 e Cassiopea 1 Dir e la loro messa in produzione, e la perforazione e la messa in produzione di altri 4 pozzi denominati Cassiopea 2 – Cassiopea 5, presso il Campo Cassiopea.

La litologia presente in corrispondenza delle aree pozzo Panda, Argo e Cassiopea è costituita da intercalazioni sabbiose ed argillose appartenenti alla Formazione Ribera – Membro Nambrone (Pleistocene). I reservoir di gas sono localizzati in corrispondenza degli strati porosi di sabbia di questa formazione intercalate alle serie argillo-sabbiose del Pleistocene Medio.

### 3.3 DATI GENERALI DEI POZZI ESPLORATIVI

I due Pozzi esplorativi in progetto per la ricerca di idrocarburi gassosi denominati Centauro 1 e Gemini 1 saranno realizzati all'interno della stessa Istanza di Concessione di Coltivazione "d3G.C-.AG", nell'ambito del solo Permesso di Ricerca "G.R13.AG".

Per entrambi i pozzi, dal punto di vista litologico, in corrispondenza del punto di perforazione l'interesse minerario è dato dai livelli porosi intercalati nelle serie argilloso-sabbiose plio-pleistoceniche che dovrebbero presentarsi con spessori relativamente sottili, da centimetrici a metrici, con valori medi di porosità del 35%.

In particolare, in corrispondenza del Pozzo Centauro 1 si prevedono livelli porosi a partire dalla profondità di 1260 m TVDSS (indicata come "Top anomalia") per uno spessore complessivo di 470 m circa e si prevede concludere la perforazione all'interno della F.ne Trubi alla profondità di 2200 m TVDSS.

Per il pozzo Gemini 1, invece, livelli porosi sono previsti a partire dalla profondità di 1290 m TVDSS per uno spessore complessivo di 400 m circa. La perforazione, in questo caso, si concluderà all'interno della F.ne Trubi alla profondità di 2000 m TVDSS.

La presenza di mineralizzazione, in entrambi i pozzi esplorativi, è ipotizzata sulla base dell'interpretazione sismica sul volume sismico 3D acquisito nel 2003/2004 nell'offshore di Licata, a circa 20 km dalla costa, con un'estensione di circa 800 km<sup>2</sup>. Per i dettagli dell'interpretazione sismica si rimanda al Quadro di riferimento Progettuale del presente SIA.

### 3.4 OPERAZIONI DI PERFORAZIONE

#### 3.4.1 Programma di perforazione Campi Gas Argo e Cassiopea

L'attività di perforazione e completamento in programma per i Campi Gas Argo e Cassiopea prevede sia la realizzazione di quattro nuovi pozzi che verranno perforati e completati, sia il recupero di due pozzi esistenti che sono stati perforati nel 2008 e che andranno quindi solo completati una volta riguadagnato l'accesso all'interno del pozzo stesso.

Le attività del progetto hanno una data di inizio prevista nel Gennaio 2012. Successivamente alla data di inizio, le tempistiche previste sono riportate in **Tabella 3-2**.

<b>Tabella 3-2: tempistiche relative alla perforazione ed al completamento dei pozzi</b>		
<b>Pozzo</b>	<b>Attività</b>	<b>Durata prevista (giorni)</b>
Cassiopea 1 dir	Rientro e completamento	42
Cassiopea 2 dir	Perforazione e completamento	77
Cassiopea 3	Perforazione e completamento	75
Cassiopea 4	Perforazione e completamento	76
Cassiopea 5	Perforazione e completamento	76
Argo 2	Rientro e completamento	50

### 3.4.2 Programma di perforazione pozzi esplorativi

L'attività di esplorazione in programma prevede la realizzazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 al fine di verificare e quantificare la presenza di gas in corrispondenza degli intervalli individuati come obiettivi minerari del prospect e rappresentati dai livelli porosi intercalati all'interno delle serie argilloso-sabbiose del Pleistocene.

La durata delle attività previste relative ai due pozzi esplorativi in oggetto è riportata in **Tabella 3-3**.

<b>Tabella 3-3: tempistiche relative ai Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 (giorni)</b>		
<b>Attività</b>	<b>Centauro 1</b>	<b>Gemini 1</b>
posizionamento impianto	4	3/4
perforazione	41	38
chiusura mineraria e disancoraggio	10	10

### 3.4.3 Casing profile

Le informazioni progettuali riportate in seguito non sono specifiche per i Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, ma si riferiscono al casing profile tipo che sarà utilizzato per tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea, le cui caratteristiche rispecchiano le informazioni di un tipico casing profile utilizzato per la tipologia di opera in esame. Le caratteristiche tipiche di dettaglio del casing utilizzato sono riportate in **Tabella 3-4**.

<b>Tabella 3-4: caratteristiche del casing previsto per i tutti i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea e per i Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1</b>				
<b>Casing size (in)</b>	<b>TVD (m)</b>	<b>Weight lbf</b>	<b>Grade</b>	<b>Connection</b>
30" cp	500 – 650			
20"	700 – 900	202	X-52	RL4S
16" (liner)	1000 – 1100	61	J-55	Tenaris ER SC
13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> "	1500 – 1600	40	J-55	Tenaris Blue NF
9 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> "	TD 1800 - 2000	26	L-80	Tenaris MS

### 3.4.4 Impianto di perforazione

Le operazioni di perforazione saranno effettuate con un impianto di perforazione galleggiante di tipo "Semisommersibile" anche detto "Semisub".

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 20 di 54</p>
---	--	------------------------

Il nome richiama la struttura dell'impianto, costituita da due cassoni sommersi collegati tramite colonne ai piani di lavoro superiori, che garantisce una relativa insensibilità ai moti ondosi. L'ingombro della struttura e' di circa 90 m x 90 m, e l'altezza della torre raggiunge i 75 m dal livello mare.

Questo tipo di impianto viene trainato per mezzo di rimorchiatori sulla ubicazione del pozzo. La permanenza in postazione viene garantita da ancoraggi oppure da sistemi di posizionamento dinamico. Grazie alle dimensioni e alla particolare forma, l'impianto può operare in condizioni di piena sicurezza anche in condizioni meteo-marine relativamente avverse (ovviamente esistono dei limiti oltre i quali é necessario sospendere le operazioni di perforazione ed attendere il miglioramento delle condizioni meteo).

I cassoni e le colonne sono cavi all'interno e contengono le cisterne per acqua, gasolio e fluidi di perforazione ed i silos per i prodotti chimici sfusi. In alcuni casi dispongono di apparati propulsivi e di posizionamento dinamico (motori elettrici ed eliche).

Il piano di lavoro principale (*main deck*) sostiene l'impianto di perforazione con il sistema di pulizia fanghi, gli spazi per lo stoccaggio delle aste di perforazione, gli alloggi del personale, gli uffici, la sala di controllo, l'eliporto, le gru, gli argani delle ancore e le varie cabine di servizio. Il piano inferiore (*secondary deck*) contiene i motori, le vasche fango, le pompe fango, la pompa cementatrice, i magazzini per i prodotti di consumo ed i ricambi.

In particolare, gli elementi direttamente coinvolti nella perforazione sono gli stessi che caratterizzano gli impianti a terra, e possono essere raggruppati nei seguenti sistemi principali:

- Sistema di sollevamento: sostiene il carico delle aste di perforazione e ne permette le manovre di sollevamento e di discesa nel foro;
- Sistema rotativo: trasmette il moto di rotazione dalla superficie fino allo scalpello;
- Circuito del fango: comprende un sistema di separazione dei detriti perforati e di trattamento del fango stesso, al fine di consentirne l'impiego per tempi prolungati;
- Apparecchiature di sicurezza: comprendono le apparecchiature di controllo eruzioni (BOP) ed i relativi organi di comando e controllo.

### **3.4.5 Perforazione dei Pozzi**

La tecnica di perforazione impiegata è detta a rotazione o "rotary", in cui l'azione di scavo è esercitata da uno scalpello posto all'estremità di una serie di aste circolari cave.

Le aste vengono avvitate fra di loro, permettendo così di calare e recuperare lo scalpello nel pozzo; queste imprimono peso all'utensile di scavo, gli trasmettono il moto di rotazione e permettono al loro interno la circolazione del fango di perforazione. I fluidi di perforazione sono normalmente costituiti da un liquido reso colloidale ed appesantito con specifici prodotti. Le proprietà colloidali fornite da speciali argille (bentonite) ed esaltate da particolari composti (quali la Carbossil Metil Cellulosa o C.M.C.) permettono al fango di mantenere in sospensione i materiali d'appesantimento ed i detriti, anche a circolazione ferma, grazie alla formazione di gel.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 21 di 54</p>
---	--	------------------------

Il fango, che viene pompato attraverso la batteria, fuoriesce da apposite aperture dello scalpello e risale in superficie, ha lo scopo di assicurare la rimozione dal foro dei detriti scavati dall'azione dello scalpello. In sintesi, le funzioni principali dei fluidi di perforazione sono:

- rimuovere i detriti dal fondo pozzo trasportandoli in superficie, sfruttando le proprie caratteristiche reologiche;
- raffreddare e lubrificare lo scalpello durante la perforazione;
- contenere i fluidi presenti nelle formazioni perforate, ad opera della pressione idrostatica;
- consolidare la parete del pozzo e ridurre l'infiltrazione nelle formazioni perforate;
- acquisire informazioni sugli idrocarburi presenti, utili sia per la ricerca mineraria, sia per prevenire risalite di fluido incontrollate (blow-out).

Una volta eseguito il foro, al fine di isolare le formazioni attraversate e di garantire il sostegno delle pareti di roccia, il pozzo viene rivestito con tubi d'acciaio giuntati tra loro (colonne di rivestimento dette *casing*) e cementati nel foro stesso.

Successivamente, all'interno del casing, si cala uno scalpello di diametro inferiore per perforare un successivo tratto, destinato a sua volta ad essere protetto da un ulteriore casing. Il raggiungimento dell'obiettivo minerario avviene pertanto attraverso la perforazione di fori di diametro progressivamente decrescente e via via protetti da colonne di rivestimento.

Con l'esecuzione di apposite "prove di produzione", effettuate al termine delle operazioni di perforazione, è possibile avere indicazioni precise sulla natura e la pressione dei fluidi di strato. Il pozzo deve essere perforato in modo tale da non permettere la fuoriuscita incontrollata di questi fluidi dal pozzo. Ciò avviene utilizzando un fango a densità tale da controbilanciare la pressione dei fluidi di strato e con l'adozione di un sistema di valvole poste sopra l'imboccatura del pozzo (testa pozzo e BOP) atte a chiudere il pozzo.

Durante la perforazione del foro, ovvero prima della discesa della colonna di rivestimento (*casing*), che isola il foro dalle formazioni rocciose attraversate, la batteria di perforazione e il fango sono a diretto contatto con le formazioni rocciose scoperte. La fase di perforazione ha termine con il rivestimento completo per mezzo di tubi d'acciaio (colonna di produzione) per i pozzi produttivi, oppure con la chiusura mineraria per mezzo di tappi di cemento in caso di del pozzo sterile.

### **Operazione di completamento dei Pozzi**

Al termine delle operazioni di perforazione è prevista l'esecuzione di prove di produzione, finalizzate a verificare nel dettaglio la natura e la pressione dei fluidi di strato e quindi le potenzialità produttive del pozzo.

In caso di esito minerario positivo (esistenza di mineralizzazione) si procederà con la fase di completamento del pozzo che consiste nell'installazione di tutte le attrezzature necessarie a consentire al pozzo di produrre idrocarburi in maniera controllata ed in condizioni di sicurezza.

I principali fattori che determinano lo schema di completamento sono:

- il tipo e le caratteristiche dei fluidi di strato (es. gas, olio leggero, olio pesante, eventuale presenza di idrogeno solforato o anidride carbonica, possibilità di formazione di idrati);

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 22 di 54</p>
---	--	------------------------

- l'erogazione spontanea o artificiale dei fluidi di strato;
- la capacità produttiva del pozzo (la permeabilità dello strato, la pressione di strato, ecc.);
- il numero e l'estensione verticale dei livelli produttivi;
- l'estensione areale e le caratteristiche dei livelli produttivi (la quantità di idrocarburi in posto e la quantità estraibile);
- la necessità di effettuare operazioni di stimolazione per accrescere la produttività degli strati;
- la durata prevista della vita produttiva del pozzo;
- la possibilità di effettuare lavori di work-over.

In generale, nel caso di pozzi a gas, il tipo di completamento utilizzato è infatti quello denominato "in foro tubato" in cui la zona produttiva viene ricoperta con una colonna (*"casing o liner di produzione"*) con elevate caratteristiche di tenuta idraulica. Successivamente, vengono aperti dei fori nella colonna per mezzo di apposite cariche esplosive ad effetto perforante ("perforazioni"). In questo modo gli strati produttivi vengono messi in comunicazione con l'interno della colonna. In caso di completamento in foro tubato, tutte le attrezzature di completamento sono alloggiare all'interno del casing di produzione.

Per i pozzi dei Campi Gas Argo e Cassiopea, caratterizzati dalla presenza di più livelli da mettere in produzione contemporaneamente, è stato scelto l'impiego di un Completamento Intelligente (IWC) il top della tecnologia disponibile per l'ambiente subsea. Si tratta di un particolare tipo di completamento singolo selettivo, dotato di valvole di regolazione del flusso comandate a distanza e più Packer, che isolano i differenti intervalli produttivi. Nel completamento stesso sono inoltre integrati dei misuratori di fondo di pressione e temperatura, per valutare le performance erogative dei singoli livelli. Regolando le luci di ingresso di queste valvole, livelli con differenti pressioni possono erogare gas contemporaneamente ed attraverso lo stesso tubing alla pressione più opportuna senza negativi effetti di interferenza tra livelli. Nei Campi Gas Argo e Cassiopea vengono utilizzati completamenti dei pozzi intelligenti a 2 o 3 valvole.

#### **Produzione di reflui, rifiuti solidi ed emissioni**

Il Progetto "Offshore Ibleo" relativo sia allo sviluppo integrato dei Campi Gas Argo e Cassiopea sia alla perforazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, produrrà alcune tipologie di reflui e rifiuti solidi, emissioni in atmosfera, rumore e vibrazioni. Nel presente paragrafo viene trattato ciascuno di questi aspetti.

I rifiuti prodotti durante le attività progettuali verranno accumulati in adeguate strutture di contenimento per poi essere smaltiti in idoneo recapito finale. I fanghi di perforazione, in base alla tipologia, verranno smaltiti o accumulati in apposite vasche per il loro eventuale riutilizzo.

Per quanto concerne le emissioni in atmosfera e la produzione di rumore, queste sono principalmente riconducibili al funzionamento dei generatori e degli organi meccanici in movimento.

#### **Rischi e potenziali incidenti che potrebbero avvenire durante la perforazione**

Obiettivo generale della sicurezza è la prevenzione degli incidenti (minimizzando la frequenza di accadimento) e la mitigazione degli effetti (controllando e riducendo le conseguenze).

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 23 di 54</p>
---	--	------------------------

Tale obiettivo si raggiunge mediante l'applicazione di misure di prevenzione e di protezione, insieme con adeguati sistemi di rilevazione che integrano e completano il sistema generale di sicurezza di una installazione.

Per ridurre al minimo il livello di rischio durante le attività operative, l'eni divisione e&p si è dotata di procedure volte a garantire la salvaguardia e la salute dei lavoratori, la protezione dell'ambiente, dei beni della popolazione e delle proprietà aziendali.

### **Prevenzione e controllo durante la perforazione**

E' compito del fango di perforazione contrastare, con la sua pressione idrostatica, l'ingresso di fluidi di strato nel foro. Perché ciò avvenga la pressione idrostatica esercitata dal fango deve essere sempre superiore o uguale a quella dei fluidi (acqua, olio, gas) contenuti negli strati rocciosi permeabili attraversati, quindi il fango di perforazione deve essere appesantito a una densità adeguata.

Per particolari situazioni geologiche i fluidi di strato possono avere anche pressione superiore a quella dovuta al solo gradiente idrostatico dell'acqua. In questi casi si può avere un imprevisto ingresso dei fluidi di strato nel pozzo, i quali, avendo densità inferiori al fango, risalgono verso la superficie (*kick*). La condizione descritta si riconosce inequivocabilmente dall'aumento di volume del fango nelle vasche. Per prevenire i *blow out* si utilizzano apparecchiature di sicurezza che vengono montate sulla testa pozzo. Esse prendono il nome di *blow-out preventers* (BOP) e la loro azione è sempre quella di chiudere il pozzo, sia esso libero che attraversato da attrezzature (aste, *casing*, ecc.). I BOP possono essere di tipo anulare o a ganasce. Affinché una volta chiuso l'*annulus* (corona circolare compresa tra la parete del foro e le aste) per mezzo dei BOP non si abbia risalita del fluido di strato all'interno delle aste di perforazione sulla batteria di perforazione e nel top drive sono disposte apposite valvole di arresto (*inside BOP e kelly cock*).

Il monitoraggio dei parametri di perforazione (essenziale per il riconoscimento in modo immediato delle anomalie operative) viene operato da due sistemi indipendenti di sensori, funzionanti in modo continuativo durante l'attività di perforazione. Il primo sistema di monitoraggio è inserito nello stesso impianto di perforazione; il secondo sistema è composto da un'unità computerizzata presidiata da personale specializzato che viene installata sull'impianto di perforazione su richiesta eni divisione e&p, con il compito di fornire l'assistenza geologica ed il controllo dell'attività di perforazione.

### **Eventuale chiusura e rimozione delle strutture - Pozzi Centauro 1 e Gemini 1**

Al termine della perforazione dei pozzi, attraverso l'analisi delle informazioni acquisite, i singoli pozzi verranno definiti "con indizi di mineralizzazione" oppure "sterili".

Nel primo caso ne verrà valutato il potenziale minerario e la capacità produttiva attraverso un programma di prove di produzione, per poter se il pozzo può essere valutato mineralizzato ed economicamente sfruttabile.

In caso di esito negativo il pozzo verrà chiuso minerariamente, rimuovendo completamente qualunque struttura come indicato di seguito. La chiusura mineraria, a seguito di autorizzazione da parte del competente ufficio del ministero dello Sviluppo Economico, è quindi la sequenza di operazioni che permette di abbandonare il pozzo in condizioni di sicurezza. Il programma di chiusura mineraria viene formalizzato al termine delle operazioni di perforazione.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 24 di 54</p>
---	--	------------------------

### 3.5 INSTALLAZIONE DELLA PIATTAFORMA PREZIOSO K

Oltre alle operazioni di perforazione, avrà luogo anche l'installazione della piattaforma Prezioso K. Tale piattaforma sarà posizionata a circa 50 m di profondità d'acqua vicino alla piattaforma esistente Prezioso. Le operazioni di installazione seguiranno la seguente sequenza generale:

- Installazione del jacket e dei pali di fondazione;
- Installazione del modulo di transizione;
- Installazione del semideck e di moduli addizionali sul semideck;
- Installazione del ponte di collegamento con la piattaforma esistente Prezioso.

### 3.6 DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Una volta estratto mediante teste pozzo sottomarine, il gas arriva sulla piattaforma Prezioso K, dove subisce un trattamento integrale, costituito nell'ordine da rimozione dell'acqua libera, compressione e disidratazione, per poi essere inviato mediante condotta sottomarina alla rete SNAM Rete Gas.

La compressione è bypassata, in tutto o in parte (utilizzo del solo stadio di alta pressione) sino a che la pressione in arrivo dai pozzi lo consente. La disidratazione è effettuata via assorbimento in colonna mediante glicole trietilenico (TEG), che è rigenerato in continuo in un'unità dedicata.

Le acque di processo separate sono trattate in piattaforma da un'unità dedicata e portate a specifica per lo smaltimento nell'ambiente. L'impianto è autosufficiente dal punto di vista della generazione elettrica. Le turbine utilizzate come motrici dei compressori ed i motogeneratori previsti per la produzione di energia elettrica sono alimentati dal gas combustibile autoprodotta e a specifica.

I fluidi di giacimento vengono alimentati alla piattaforma attraverso due linee sottomarine da 8". Ciascuna linea è collegata da un lato con le teste pozzo e dall'altro lato con una trappola di lancio/ricevimento dedicata. Le principali operazioni di installazione consistono nell'installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM) e nell'installazione condotta per il trasporto del gas estratto.

Il Progetto "Offshore Ibleo" include anche una minima parte di attività onshore che prevedono la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto.

In particolare, i lavori consistono nel collegamento del Pipe Line End Manifold (PLEM) del Progetto "Offshore Ibleo" alla testa d'abbandono della SPUR Line Green Stream, tratto di linea lungo circa 8 km che rientra nell'ambito della realizzazione del Progetto Green Stream. Tale linea è completamente interrata ad eccezione della testa di abbandono presente all'interno dell'area onshore.

L'installazione delle varie facilities avverrà nel territorio del Comune di Gela, in un'area di circa 2.500 m<sup>2</sup> individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto Green Stream. Tale area è ubicata all'esterno del perimetro urbano del Comune di Gela, indicativamente a 5 km dal centro città, in direzione Sud-Est, all'estremo Sud dell'Area Industriale di Gela.

 <b>eni s.p.a.</b> divisione e&p	<b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b>	Pagina 25 di 54
--	---	-----------------

L'analisi della compatibilità di tali attività da realizzare con gli strumenti normativi e di programmazione territoriale, relativi all'area su cui insisteranno, saranno ampiamente trattate all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla loro realizzazione.

### **3.6.1 Installazione di una struttura subacquea tipo (PLEM)**

Le parti che compongono la struttura subacquea (struttura di base, pali di fondazione, piping/copertura) verranno trasportate sul luogo dell'installazione su una bettolina e avranno i sistemi di sollevamento collegati e in posizione.

I sollevamenti verranno eseguiti direttamente dalla bettolina, o dal ponte del mezzo navale su cui la parte è stata precedentemente trasferita, in seguito al completamento delle seguenti attività:

- Area dove si deve eseguire l'installazione ispezionata e libera da ostacoli.
- Previsioni meteo favorevoli.
- Approvazione da Marine Warranty Surveyor al sollevamento.
- Funi di sollevamento ingaggiate nel gancio della gru e funi di ritenuta connesse.
- Bettolina zavorrata, se richiesto.
- Ispezione visiva di tutte le parti che compongono il sistema di sollevamento.
- Funi di sollevamento completamente tensionate e seafastening totalmente tagliato.

Il posizionamento finale della base della struttura subacquea, che verrà deciso durante la fase di ingegneria di dettaglio, sarà assistito dal sistema di posizionamento subacqueo.

### **3.6.2 Installazione condotta per il trasporto del gas**

Il progetto in esame prevede la posa e l'installazione delle condotte di collegamento ("sealines") tra i Pozzi sottomarini Panda, Cassiopea ed Argo, e la futura piattaforma Prezioso K, e tra la piattaforma ed il PipeLine End Manifold (PLEM), posizionato a circa 7 km dalla costa ad una profondità di circa 20 m. La distanza dalla costa del tracciato della futura sealine Panda – PLEM è variabile ed è pari a circa 7 km in corrispondenza della postazione PLEM, a circa 11 km in corrispondenza del Manifold di Cassiopea e a circa 22 km in corrispondenza del Pozzo Panda.

La definizione della rotta della sealine è stata concepita in considerazione della caratterizzazione geotecnica dell'area in esame, assunta sulla base dei dati disponibili utilizzati per progetti sviluppati nella stessa area.

È da intendersi che tali dati saranno opportunamente confermati/aggiornati dalle specifiche Survey geofisiche e geotecniche che eni e&p sta già predisponendo per indagare l'area di studio. Tali indagini saranno effettuate in corrispondenza dei probabili tracciati delle sealines, al fine di raccogliere le

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 26 di 54</p>
---	--	------------------------

informazioni ed i dati necessari alla progettazione ed all'installazione delle strutture sottomarine sopra menzionate.

Obiettivo delle Survey è l'acquisizione, l'elaborazione, l'interpretazione e la comunicazione dei dati idrografici, geofisici, geologici e geotecnici necessari, allo scopo di:

- estrapolare i dati geotecnici e topografici locali del fondale marino;
- fornire una valutazione della morfologia del fondale marino, comprese caratteristiche e irregolarità topografiche, rischi geofisici e geologici e/o rischi dovuti a fattori antropici;
- identificare e mappare le potenziali caratteristiche geologiche, geotecniche ed i vincoli ambientali che possano influenzare la rotta delle *pipelines* e/o l'installazione delle varie strutture sottomarine.

Allo scopo di minimizzare l'eventualità di movimenti del fondo marino, quali ad esempio frane sottomarine, a seguito della potenziale instabilità della scarpata continentale, è stata preliminarmente definita una rotta che consenta il varo della flowline lungo la direzione di massima pendenza della scarpata, seguendo il criterio generale della minimizzazione della lunghezza della linea stessa.

In aggiunta al tracciato sopra descritto, è stata considerata altrettanto valida una seconda probabile traiettoria della futura sealine, che mantiene le stesse caratteristiche di sicurezza e minimizzazione del rischio di posa lungo la scarpata.

La definizione del tracciato finale della condotta, come detto in precedenza, dipende dal risultato delle survey geofisiche e geotecniche; pertanto, non essendo possibile definirne con precisione il passaggio, la condotta viene graficamente collocata all'interno di un corridoio di ampiezza pari a circa 2 km. Al completamento dell'installazione della condotta lungo tutta la rotta, la condotta terminerà nell'area target predefinita. Le operazioni di terminazione della condotta verranno eseguite avvalendosi del sistema di posizionamento acustico subacqueo per posizionare la testa entro l'area target predefinita. Durante l'abbandono, la rotta della posatubi verrà aggiustata per assicurare l'atterraggio della testa di terminazione entro l'area target.

### **3.7 SISTEMI PER GLI INTERVENTI DI EMERGENZA**

Eventuali incendi, rilasci di idrocarburi liquidi o gassosi, gas infiammabili o tossici, possono generare una serie di conseguenze per le persone, per gli impianti e per l'ambiente, a meno che non siano tempestivamente adottate le misure necessarie.

Le passate esperienze hanno dimostrato che per la pronta soluzione dell'emergenza i seguenti fattori sono spesso determinanti:

- disponibilità di piani organizzativi;
- rapidità dell'intervento;
- specializzazione del personale coinvolto;
- reperibilità delle informazioni su disponibilità di materiali e persone;

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 27 di 54</p>
---	--	------------------------

- disponibilità di guide e raccomandazioni sulle azioni da intraprendere;
- comunicazioni rapide tra le persone coinvolte;
- esercitazioni di emergenza periodiche.

Per far fronte a queste necessità e con l'obiettivo di assicurare la corretta informazione su situazioni critiche e la conseguente attivazione di persone e mezzi necessari per organizzare, efficacemente e il più velocemente possibile, l'intervento appropriato, riducendo al massimo il pericolo per le vite umane, per l'ambiente e per i beni della proprietà, l'eni s.p.a. divisione e&p ha redatto i seguenti documenti:

- Piano di Emergenza per eni s.p.a. divisione e&p, la cui attivazione scatta immediatamente dopo la constatazione dell'incidente, è articolato su tre livelli differenziati in base alla criticità delle situazioni, che a seconda dei casi impongono un diverso coinvolgimento della Company (eni s.p.a. divisione eni e&p). Nello specifico, il Distretto Meridionale di eni e&p ha redatto un proprio Piano Generale di Emergenza, applicabile, in caso di emergenza, a tutte le attività on-shore e off-shore svolte nell'area di competenza del DIME.
- Procedura di Emergenza per costruzioni e installazioni off-shore, recepito dal Documento di Salute e Sicurezza Coordinato (DSSC), redatto ai sensi del D. Lgs. 624/2006;
- Piano Antinquinamento Marino, è il "*Piano di Pronto Intervento Nazionale Italiano per la Difesa da Inquinamenti di idrocarburi o di altre sostanze nocive causati da incidenti marini*".

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 28 di 54</p>
---	--	------------------------

## 4 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Il presente capitolo costituisce il Quadro di Riferimento Ambientale dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo al Progetto “Offshore Ibleo” presentato dalla società eni divisione exploration & production, che prevede attività di coltivazione, con lo sviluppo integrato dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea, e attività di esplorazione, con l’esecuzione di due Pozzi esplorativi denominati “Centauro 1” e “Gemini 1”, che saranno ubicati nel Canale di Sicilia, nell’offshore al largo del Comune di Licata (AG). Il Progetto prevede inoltre una parte di lavori on shore, da realizzarsi nel territorio del Comune di Gela, trattata in dettaglio nella Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA.

Il presente capitolo ha lo scopo di fornire la caratterizzazione fisico-biologica ante-operam dell’ambiente marino in cui verranno ubicati impianti ed infrastrutture facendo riferimento alle caratteristiche meteorologiche e oceanografiche dell’area, alle caratteristiche geologiche e geomorfologiche, alle principali caratteristiche chimico-fisiche della colonna d’acqua, alle biocenosi presenti e infine al contesto socio-economico dell’area in cui ricade l’opera.

La caratterizzazione dell’area vasta è stata redatta utilizzando dati di letteratura unitamente all’indagine più dettagliata condotta nel mese di Luglio 2009, per conto della società eni divisione exploration & production, dalla Società G.A.S. s.r.l. - Geological Assistance & Services di Bologna, in collaborazione con la società TETIDE s.r.l. di Fano, con Geotechnical Environmental Solutions e con il CNR – ISMAR di Ancona nell’ambito del SIA relativo alla realizzazione del Progetto “Offshore Ibleo” (cfr. Paragrafo 4.6).

I dati risultanti dalle attività di monitoraggio ambientale condotte nell’area di interesse sono riportati in **Appendice 3, 4, 5, 6, 7 e 8.**

### 4.1 UBICAZIONE DELL’AREA DESIGNATA PER LA REALIZZAZIONE DEL PROGETTO

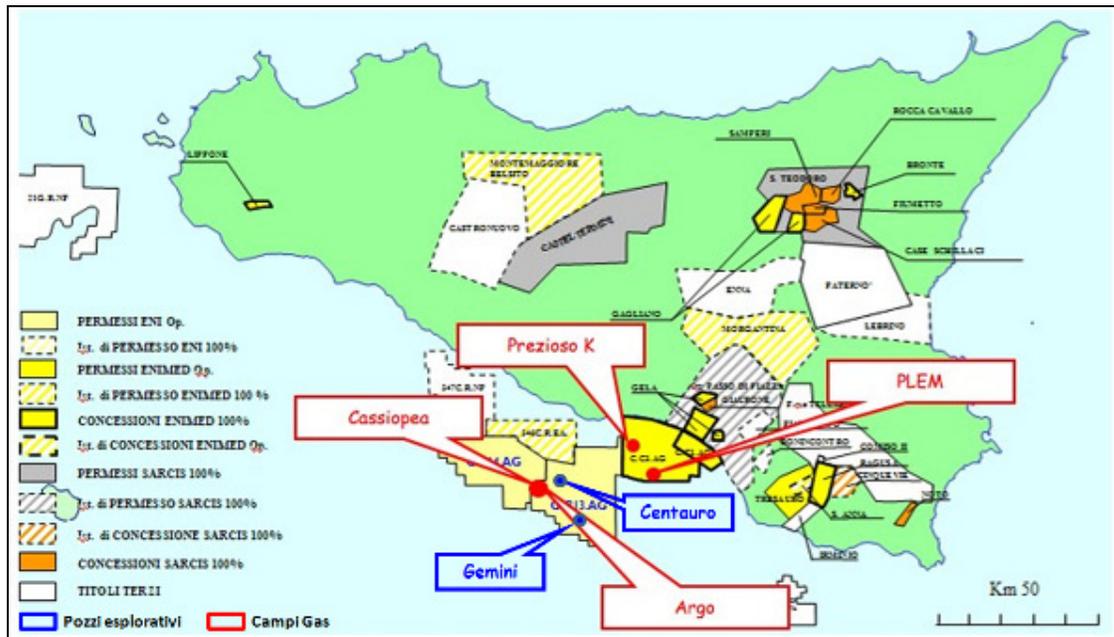
Le attività in progetto analizzate nel presente studio saranno realizzate nell’offshore siciliano (Canale di Sicilia) a circa 30 km in direzione Sud-Ovest dalla città di Licata (AG) nell’ambito dell’Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C.-AG”, ubicata nei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG” (cfr. **Figura 4-1** ed **Allegato 1**).



eni s.p.a.  
divisione e&p

Doc. 000196\_DV\_CD.HSE.0128.000\_00  
Sintesi Non Tecnica  
Studio di Impatto Ambientale  
OFFSHORE IBLEO  
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA  
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 29 di 54



**Figura 4-1: Regione Sicilia, Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG”, all’interno dei quali ricade l’Istanza di Concessione di Coltivazione “d3G.C.-AG”**

Le fasi del progetto relative alla coltivazione dei Campi Gas saranno ubicate all’interno dei Permessi di Ricerca “G.R13.AG” e “G.R14.AG” ad una distanza indicativa dalla costa pari a circa 30 km dalla città di Licata (AG); mentre le fasi del progetto relative all’esplorazione saranno invece ubicate all’interno del solo Permesso di Ricerca “G.R13.AG” e comprenderanno l’esecuzione di due pozzi esplorativi denominati “Centauro 1” e “Geminì 1”, rispettivamente a circa 25 km e 28 km in direzione Sud – Ovest dalla città di Licata (AG).

L’area di ubicazione del progetto si estende di fronte alla costa meridionale della Sicilia in direzione NW-SE, da Capo S. Marco a Capo Soprano e comprende il tratto di mare che dalla linea di costa giunge fino alla linea batimetrica dei 700 m, a circa 40 km di distanza. Tale area rientra interamente nella scarpata continentale dello Stretto di Sicilia, caratterizzata da una larghezza massima sulla congiungente Lampedusa-Linosa-Licata (km 207) e minima tra Capo Bon e Capo Lilibeo (km 144), ed è solcata trasversalmente da profondi bacini ed interrotta da monti sottomarini e banchi.

### **Aree protette**

L’area di mare interessata dalle attività di progetto, dall’Istanza di Concessione “d3G.C.-AG”, e dai Permessi di Ricerca G.R13.AG e G.R14.AG, è priva di zone soggette a vincoli di tutela biologica, naturalistica e archeologica (Allegato 1 dell’ex D.P.R. 18 Aprile 1994 n. 526).

In particolare l’area non rientra in nessuna Zona di Tutela Biologica Marina (L. 963/65 e s.m.i.), non ricade in Zona Marina di Ripopolamento (ex L. 41/82 e s.m.i.) o in alcun Parco o Riserva Naturale

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 30 di 54</p>
---	--	------------------------

Marina (L. 979/82 e s.m.i.), non ricade in un'area naturale protetta e non è sottoposta a misure di salvaguardia (L. 394/91 e s.m.i.) e non rientra in Aree Archeologiche Marine (ex L. 1089/39 e s.m.i.).

Ad oggi, nella Regione Sicilia sono state istituite sei aree marine protette (Ustica, Capo Gallo Isola delle Femmine, Isole Egadi, Isole Pelagie, Isole dei Ciclopi e Plemmirio), e per tre aree è stato avviato l'iter di istituzione (Isola di Pantelleria, Isole Eolie e Penisola Maddalena Capomurro di Porco).

Tra le aree precedentemente citate, la più vicina all'area di interesse è l'Area Marina Protetta delle Isole Pelagie, che si trova comunque a distanza di circa 136 km dal pozzo di perforazione più vicino (Cassiopea 4). Considerando le aree marine protette "di reperimento" (i.e. aree individuate dalla normativa come meritevoli di tutela, ma per cui non è ancora iniziato l'iter istitutivo), quella più vicina è l'Isola di Capo Passero, all'estremo Sud-Orientale della Sicilia, la cui distanza è pari a circa 122 km in direzione Est dal Campo Gas più vicino (Argo 2).

Per quanto concerne le Aree Naturali Protette su terraferma (Art. 2 della Legge n. 394/91 e s.m.i.), nel tratto di costa antistante l'area oggetto di studio, sono ubicate la Riserva Naturale Regionale "Foce del Fiume Platani" (AG), a circa 64 km a Nord-Ovest dal Pozzo Cassiopea 2 Dir, e la Riserva Naturale Regionale "Biviere di Gela" (CL), a circa 47 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2.

Nell'area vasta di interesse si evidenzia inoltre la presenza di siti appartenenti alla Rete Natura 2000, protetti ai sensi della Direttiva 79/409/CEE, come indicato nel Decreto 03/04/2000 del Ministero dell'Ambiente "*Elenco dei siti di importanza comunitaria (SIC) e delle zone di protezione speciali (ZPS), individuate ai sensi delle direttive 92/43/CEE e 79/409/CEE*".

Si riportano in seguito i siti appartenenti alla Rete Natura 2000 prossimi all'area di studio, con l'indicazione delle minime distanze tra questi e le opere offshore ed onshore in progetto.

Relativamente alle aree di progetto offshore si evidenziano i seguenti siti:

- SIC "*Litorale di Palma di Montechiaro*" (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA040010), situato a circa 24 km in direzione Nord dal Pozzo verticale Argo 2;
- SIC "*Rupe di Falconara*" (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050008), situato a circa 32 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2; e a circa 12 km in direzione Nord dall'area destinata all'installazione della Piattaforma Prezioso K;
- SIC "*Torre Manfria*" (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050011), situato a circa 32 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2, a circa 11 km in direzione Nord-Est dall'area di installazione della Piattaforma Prezioso K e a circa 15 km in direzione Nord-Ovest dall'area di posa del PLEM.
- SIC "*Pizzo Muculufa*" (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050010), situato a circa 35 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2 e a circa 21 km in direzione Nord dall'area destinata all'installazione della Piattaforma Prezioso K;
- SIC "*Biviere e Macconi di Gela*" (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050001), situato a circa 45 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2, a circa 21 km in direzione Est dalla Piattaforma Prezioso K ed a circa 7 km in direzione Nord-Est dall'area di posa del PLEM. L'area "Biviere e Piana di Gela" è anche classificata come *Important Bird Area* (IBA n. 166) da BirdLife International;

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 31 di 54</p>
---	--	------------------------

- ZPS “Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela” (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050012), situata a circa 43 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2, a circa 20 km in direzione Est dall’area di installazione della Piattaforma Prezioso K e a circa 4 km in direzione Est dall’area di posa del PLEM.
- IBA (Important Bird Area) n. 166 “Biviere e Piana di Gela” che comprende una vasta area della Piana di Gela, estendendosi per circa 5.000 ettari sulla superficie marina, e situata a circa 40 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2, a circa 20 km in direzione Est dall’area di installazione della Piattaforma Prezioso K e a circa 4 km in direzione Est dall’area di posa del PLEM.
- “Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela”, situata a circa 48 km in direzione Nord-Est dal Pozzo Argo 2, a circa 25 km in direzione Est dall’area di installazione della Piattaforma Prezioso K e a circa 7 km in direzione Est dall’area di posa del PLEM.

L’area di progetto **onshore**, da realizzarsi indicativamente a 5 km dal centro città, all’estremo Sud dell’Area Industriale di Gela, risulta:

- completamente inclusa all’interno della Zona di Protezione Speciale (ZPS), istituita ai sensi della Direttiva Comunitaria 79/409/CEE, denominata “Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela” (contraddistinta dal codice identificativo Natura 2000: ITA050012), occupante una superficie pari a circa 17.874 ettari;
- completamente inclusa all’interno dell’*Important Bird Area* (IBA) n. 166 “Biviere e Piana di Gela”, che comprende una vasta area della Piana di Gela, estendendosi per circa 36.008 ettari sulla superficie terrestre e per circa 5.000 ettari sulla superficie marina;
- ubicata ad una distanza di circa 60 m in direzione Ovest, 450 m in direzione Nord e 970 m in direzione Sud dal Sito di Interesse Comunitario (SIC), istituito ai sensi della Direttiva Habitat 92/43/CEE (recepita con DPR n. 357 dell’8 settembre 1997), denominato “Biviere e Macconi di Gela” (contraddistinto dal codice identificativo Natura 2000: ITA050001) occupante una superficie indicativa di 3.666 ettari;
- ubicata a circa 2,8 km in direzione Ovest-NordOvest dalla “Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela”.

La cartografia dei Siti “Rete Natura 2000” e dell’IBA sopracitati è riportata in **Allegato 2**.

Per concludere, analogamente alle attività simili effettuate nel passato, si ritiene che le operazioni legate allo sfruttamento dei Campi Gas Argo e Cassiopea e l’esecuzione dei nuovi pozzi esplorativi, nonché la realizzazione del misuratore fiscale del gas e l’installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di “pigging” della sealine di trasporto previste sulla terraferma, non eserciteranno alcun impatto sullo stato di conservazione naturale dei litorali, sullo stato di fruizione turistica delle aree costiere, e sugli aspetti archeologici, naturalistici e paesaggistici dell’area interessata dall’opera.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARG0 e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 32 di 54</p>
---	--	------------------------

## 4.2 CARATTERISTICHE METEO - OCEANOGRAFICHE

### Caratteristiche oceanografiche

La zona di interesse si trova all'interno del Canale di Sicilia, un tratto di Mare Mediterraneo compreso tra Sicilia e Tunisia. Il Canale di Sicilia è caratterizzato da un andamento batimetrico molto irregolare come descritto in Colantoni (1976).

In particolare, è presente una zona centrale profonda, caratterizzata da depressioni chiuse come il "Bacino di Pantelleria" profondo 1317 m, il "Bacino di Malta" da 1721 m ed il "Bacino di Linosa", profondo 1529 m. Tale zona comunica con il Mar Tirreno tramite una soglia occidentale, situata a 36 m a NW di Pantelleria e con il Mar Ionio attraverso una soglia orientale, situata a 52 m a SE di Malta (Morelli, 1972). Le caratteristiche idrodinamiche del Canale di Sicilia, che unisce i bacini occidentale (in particolare la zona tirrenica e balearica) ed orientale (zona ionica) del Mar Mediterraneo, sono in rapporto diretto con la circolazione generale del Mar Mediterraneo come descritto da Orchinnikov (1966) e successivamente rivisitato da Roussenov (1991). Per maggiori approfondimenti si faccia riferimento al Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

### Caratteristiche meteorologiche

La caratterizzazione climatologica dell'area in cui ricade il progetto Offshore Ibleo è stata effettuata sulla base della Carta Climatica elaborata da Wladimir Koppen, che elaborò tale sistema di classificazione nel 1918, definendo vari tipi di clima sulla base delle caratteristiche di temperatura e piovosità. Tale sistema è stato perfezionato più volte fino alla sua edizione completa, apparsa nel 1936, e successivamente elaborata dallo stesso autore in collaborazione con R. Geiger; la versione ultima è del 1961.

Secondo tale classificazione macroclimatica, la Sicilia può essere definita una regione prevalentemente caratterizzata da un clima temperato-caldo (di tipo C) (media del mese più freddo inferiore a 18 °C ma superiore a -3°C). In particolare, quasi tutta la costa, compreso il tratto che fronteggia l'area di mare oggetto degli interventi a progetto, presenta un clima temperato subtropicale.

Più precisamente, si tratta di un clima mesotermico umido sub-tropicale con estate asciutta (tipo Csa), cioè il tipico clima mediterraneo, caratterizzato da una temperatura media del mese più caldo superiore ai 22 °C e da un regime pluviometrico contraddistinto da una concentrazione delle precipitazioni nel periodo freddo (autunno-invernale).

### Caratteristiche geologiche

Dal punto di vista geologico, l'area ricade nel settore centro orientale del Bacino di Avanafossa plio-pleistocenico, che si estende sia nell'*offshore* del Canale di Sicilia che nell'*onshore* da Gela fino a Catania. Il substrato del bacino è costituito dalle serie stratigrafiche messiniane e pre-messiniane appartenenti alle Formazioni Gessoso Solifera e Tellaro. Nella parte settentrionale del Permesso G.R14.AG è presente la falda alloctona denominata "Falda di Gela" che coinvolge successioni appartenenti al Miocene ed al Plio-Pleistocene.

La successione stratigrafica del bacino è data da una serie di sequenze stratigrafiche i cui limiti sono definiti da discontinuità regionali tarate alla sismica ed ai pozzi. La stratigrafia dei pozzi in progetto, riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale, è stata dedotta dall'analisi dei dati pregressi disponibili, in particolare dalle informazioni relative al Pozzo Argo 2. L'obiettivo minerario principale

 <b>eni s.p.a.</b> divisione e&p	<b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b>	Pagina 33 di 54
--	---	-----------------

nell'area è il tema a gas biogenico nelle sequenze stratigrafiche clastiche del Pleistocene. L'interesse minerario è dato dai livelli porosi e dai livelli sottili presenti nelle sequenze sedimentarie plio-pleistoceniche.

La stratigrafia dell'area dei pozzi in progetto è stata dedotta dall'analisi dei dati pregressi disponibili, in particolare dalle informazioni relative al Pozzo Argo 2. Per quanto riguarda le analisi granulometriche effettuate sui sedimenti superficiali, una rappresentazione sedimentologica dell'area in esame è riportata in **Allegato 3**. In generale, è evidente un trend di diminuzione della granulometria dei sedimenti procedendo dalla costa verso il largo, con una transizione da zone caratterizzate da sabbie e ghiaie (area costiera) a zone caratterizzate da presenza di argille e silt. Dal punto di vista sedimentologico e granulometrico, la piattaforma presenta una distribuzione piuttosto regolare. Le analisi sito specifiche dei sedimenti presenti nell'area di studio sono state effettuate durante le baseline survey, i cui risultati sono riportati in **Appendice 3, 4, 5, 6, 7 e 8.**

Sulla base delle informazioni ottenute dal rilievo ambientale realizzato nel mese di Luglio 2009 dalla Società GAS s.r.l., Geological Assistance & Services in corrispondenza del futuro sealine Panda Plem allo scopo di acquisire informazioni sulle caratteristiche fisiche, chimiche e microbiologiche delle acque e dei sedimenti, si evince che durante l'ultimo periodo del Quaternario, il tasso di sedimentazione sulla piattaforma ed all'interno dei bacini è stato pari a circa 25 cm/ka (*Stanley et al., 1975*). In particolare, sulla piattaforma ed all'interno dei bacini profondi sono presenti argille, fanghi e ceneri vulcaniche. I depositi sono finemente gradati e generalmente vengono ridepositati dalle zone meno profonde attraverso correnti di torbidità e movimenti di massa.

### **4.3 FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI**

Da un punto di vista faunistico, il Canale di Sicilia presenta un'elevata presenza trofica ed un elevato indice di biodiversità. L'hotspot è localizzato nelle acque delle isole Pelagie, dove si registra uno dei più alti tassi di cattura sia di specie ittiche di interesse commerciale, sia pelagiche di piccole e medie dimensioni (ricciole, tonni alletterati, sgombri), sia tipiche della costa (triglie, molluschi, gamberi).

#### **Fitoplancton e Zooplancton**

Il quadro biocenotico tipico che caratterizza il Mediterraneo consiste in un addensamento di biomassa planctonica nello strato intermedio (compreso tra 50 e 80 m) e nella zona costiera, con una progressiva riduzione della densità spostandosi a largo della costa. Tale addensamento risulta guidato dalla presenza di caratteristiche fisiche (es. distribuzione della luce) e nutrizionali.

#### **Biocenosi bentoniche**

I dati relativi alle biocenosi presenti nell'area oggetto di studio, tratti dall'"*Indagine oceanografica e correntometrica nelle acque costiere della Sicilia*", svolta nel biennio 1984-1985 dal Dipartimento di Biologia Animale ed Ecologia Marina dell'Università di Messina, evidenziano come la distribuzione delle fanerogame dipenda prevalentemente dalla natura dei fondali. Le praterie più dense ed estese si rinvenivano, infatti, lungo le coste sud-orientali, occidentali e nord-occidentali dell'isola, dove si insediano prevalentemente su matte e substrato duro (Calvo et al., 1995).

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 34 di 54</p>
---	--	------------------------

In linea generale si può osservare che, l'area interessata dal Progetto "Offshore Ibleo" presenta una notevole omogeneità e povertà di organismi bentonici, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo. La distribuzione spaziale delle biocenosi nell'area oggetto di studio, basata sullo studio dell'Università di Messina e su Patti et al., (1994) è riportata in **Allegato 4**.

Nell'area oggetto di studio non sono state rilevate biocenosi ad elevato pregio ambientale ai sensi dell'ex D. Lgs. 152/99, né praterie della fanerogama marina *Posidonia oceanica*, come evidenziato dalle Baseline surveys eseguite nell'area di studio nel mese di Luglio 2009, mediante Side Scan Sonar ad alta risoluzione (i cui risultati sono riportati in **Appendice 3, 4, 5, 6, 7 e 8**). Tali surveys hanno inoltre permesso di identificare le principali biocenosi e/o afferenze ecologiche presenti, di cui è stata anche redatta una carta biocenotica, disponibile nelle Appendici VI delle **Appendici 3, 4, 5, 7, 8** ed in Appendice V del Report Finale Sealine Panda – Plem (**Appendice 6**).

#### **Caratterizzazione della produzione ittica**

La caratterizzazione della produzione ittica, basata su uno studio condotto dall'Istituto di Tecnologia della Pesca e del Pescato del CNR di Mazara del Vallo, nell'ambito del programma "Trawl", è stata valutata definendo la distribuzione spaziale delle tre principali specie "bersaglio" di pesca che sono il nasello (*Merluccius merluccius*), triglia di fango (*Mullus barbatus*) e gambero rosso (*Aristeus antennatus*). Per le tre specie in esame i risultati mostrano la realizzazione di rese maggiori in una fascia in prossimità della costa (poche miglia dalla costa) e presso il limite meridionale dell'area, intorno alla linea di mezzogiorno. I dati relativi alla distribuzione delle principali risorse ittiche dell'area vasta oggetto di studio sono riportati in **Allegato 5**.

#### **Rettili**

Lo stato delle tartarughe mediterranee è stato studiato per la prima volta grazie ad un progetto di salvaguardia iniziato nel 1978 dall'*International Union for Conservation of Nature and Natural Resources* (IUCN) e successivamente finanziato dal WWF Italia, con l'obiettivo di caratterizzare la distribuzione geografica, le abitudini migratorie legate a riproduzione e nutrizione, e di valutare la dimensione della popolazione mediante cattura, marcatura ed eventuale ricattura degli individui.

#### **Mammiferi**

Nonostante il Canale di Sicilia rivesta un particolare interesse in quanto costituisce un passaggio quasi unico, se si eccettua lo Stretto di Messina, tra la porzione occidentale e quella orientale del bacino Mediterraneo, non esistono studi sistematici sulla distribuzione e abbondanza relativa delle specie di cetacei relativamente a questa porzione di mare. Di conseguenza, per quest'area non si hanno informazioni sull'eventuale "stagionalità" delle specie e sull'utilizzo dell'habitat.

### **4.4 ATTIVITÀ SOCIO – ECONOMICHE DELL'AREA DI STUDIO**

#### **Attività di Pesca**

La Regione Sicilia contribuisce notevolmente al settore della pesca a livello nazionale. Secondo recenti stime dell'Irepa, Istituto Ricerche economiche per la pesca e l'Acquacoltura (AREA SISTAN), le regioni che maggiormente contribuiscono alla produzione nazionale sono la Sicilia, la Puglia, il

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 35 di 54</p>
---	--	------------------------

Veneto e l'Emilia Romagna che nel 2005 hanno prodotto il 59.5% del pescato totale.

In particolare, lo Stretto di Sicilia rappresenta dagli anni 50 una delle principali aree di pesca della flotta peschereccia nazionale dove, infatti, si è concentrato un numero sempre crescente di imbarcazioni da pesca. Tale tratto di mare risulta particolarmente idoneo alla pesca a strascico e nel tempo l'attività è stata migliorata in termini di dimensioni medie del naviglio, tecniche, attrezzi e strumentazioni di bordo. L'area ricadente nel Permesso di Ricerca G.R13.AG, in cui ricade l'Istanza di Concessione "d3G.C-.AG", rappresenta un banco di pesca frequentato dalle imbarcazioni a strascico mazaresi.

### **Traffico marittimo**

Il traffico marittimo nello Stretto di Sicilia è stato caratterizzato utilizzando i dati riguardanti i movimenti relativi al biennio Novembre 1997 – Novembre 1999 rilevati dal Lloyd's Maritime Information Service.

I dati rilevano che la maggior parte delle navi (circa 8.000 unità) che transitano nello Stretto di Sicilia rientrano nelle categorie di peso 1.600÷9.999 e 10.000÷29.999 ton con un valore medio di "dead weight" rispettivamente di 6.068 e 27.333 tonnellate. Si sottolinea che i dati riferiti agli attraversamenti nel Canale di Sicilia non possono essere correlati dalle relative rotte in quanto le navi che transitano in acque internazionali non sono obbligate a dichiarare la loro rotta.

## **4.5 MONITORAGGIO AMBIENTALE DEL SITO**

Nell'ambito del SIA del Progetto "Offshore Ibleo", nel mese di Luglio 2009 è stato realizzato un monitoraggio ambientale dell'area di studio. La Società G.A.S. S.r.l. - Geological Assistance & Services di Bologna, in collaborazione con la società TETIDE s.r.l. di Fano, con Geotechnical Environmental Solutions e con il CNR – ISMAR di Ancona, ha infatti eseguito, per conto della società eni s.p.a. divisione e&p, un rilievo ambientale finalizzato ad acquisire nell'area di interesse, informazioni sulle caratteristiche:

- fisiche, chimiche e microbiologiche delle acque;
- fisiche, chimiche e microbiologiche dei sedimenti;
- del benthos nell'area di interesse.

Le stazioni dell'intera campagna di monitoraggio sono state posizionate al fine di caratterizzare l'ambiente marino lungo i due probabili tracciati della futura sealine che congiungerà il Pozzo Panda con il PLEM, nonché le aree in corrispondenza dei Campi Gas Panda, Argo e Cassiopea e dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini1.

In particolare, sono stati considerati i risultati dei campionamenti eseguiti presso:

- 5 punti in corrispondenza del Campo Gas Argo;
- 5 punti in corrispondenza del Campo Gas Cassiopea;
- 5 punti in corrispondenza della futura Piattaforma Prezioso K;

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 36 di 54</p>
---	---	------------------------

- 10 punti lungo i due probabili tracciati previsti per l'installazione delle *sealines* di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K e tra la stessa ed il PLEM (PipeLine End Manifold);
- 5 punti in corrispondenza del Pozzo esplorativo Centauro 1;
- 5 punti in corrispondenza del Pozzo esplorativo Gemini 1.

L'ubicazione delle stazioni di monitoraggio relative ai Campi Gas ed alla posa delle condotte è riportata in **Figura 4-2**; mentre in **Figura 4-3** e **Figura 4-4** si riportano le ubicazione delle stazioni di monitoraggio relative ai Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1.

Le varie relazioni dei rilievi ambientali eseguiti, la descrizione delle metodologie di campionamento utilizzate, i risultati delle analisi ed i certificati analitici sono riportati nelle **Appendici 3, 4, 5, 6, 7 e 8.**



eni s.p.a.  
divisione e&p

Doc. 000196\_DV\_CD.HSE.0128.000\_00  
Sintesi Non Tecnica  
Studio di Impatto Ambientale  
OFFSHORE IBLEO  
Campi Gas ARGO e CASSIOPEA  
Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1

Pagina 37 di 54

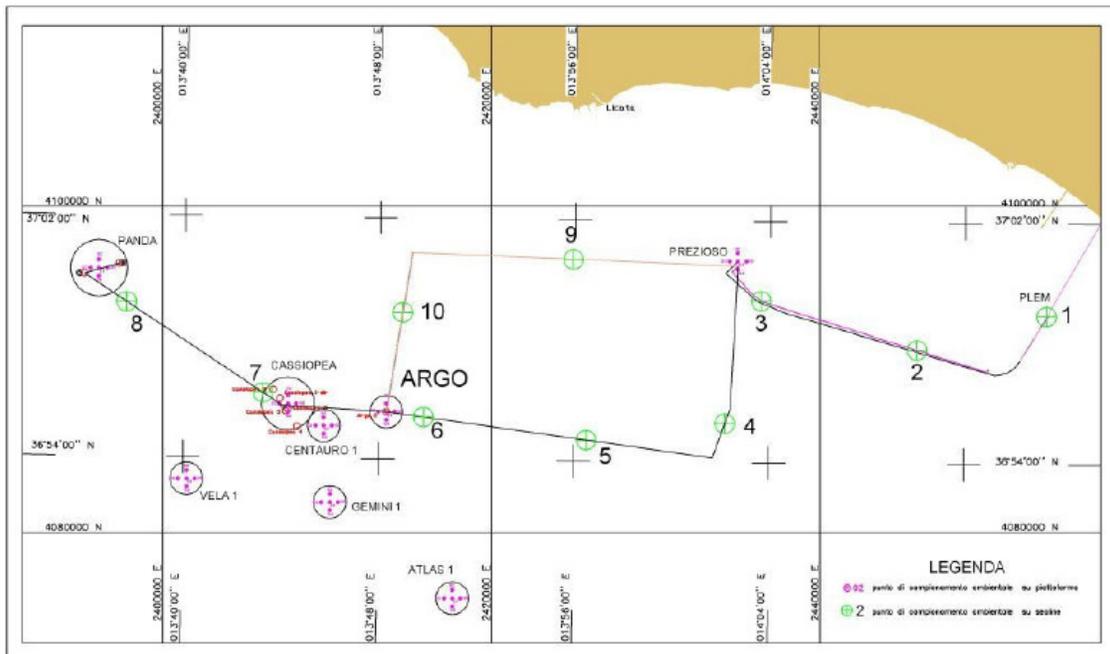


Figura 4-2: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito lungo i due probabili tracciati della futura sealine

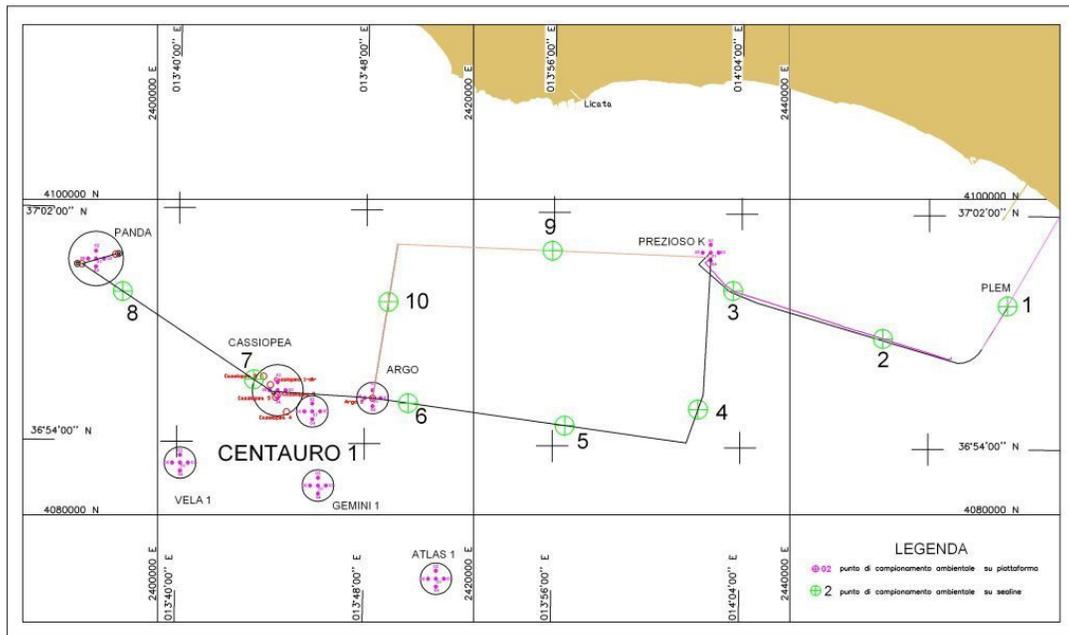


Figura 4-3: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito in corrispondenza dell'area in cui verrà realizzato il futuro Pozzo Centauro 1

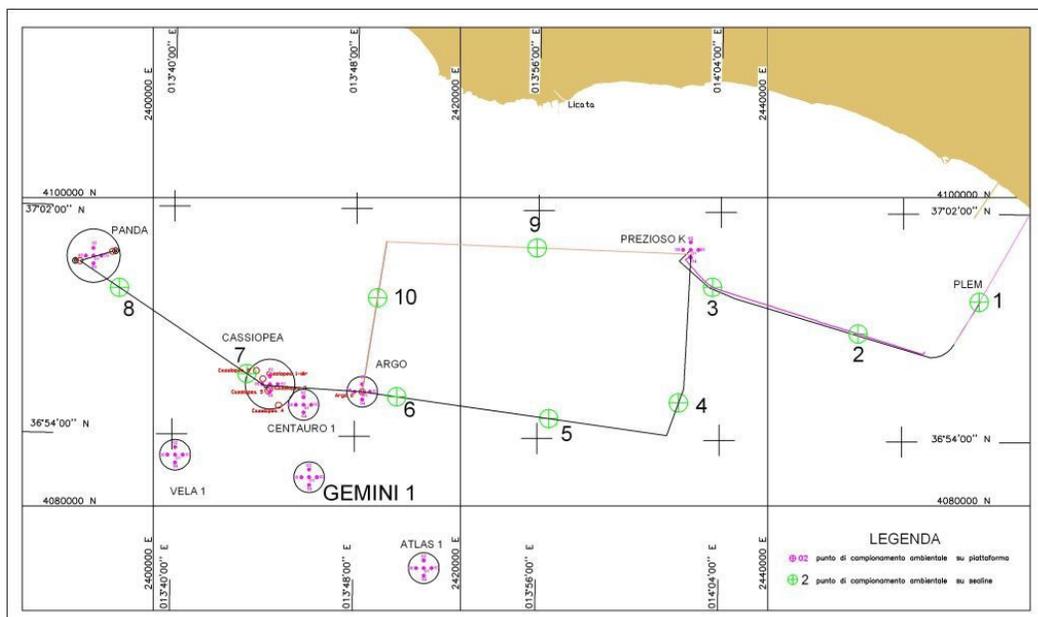


Figura 4-4: ubicazione delle stazioni di campionamento del rilievo ambientale eseguito in corrispondenza dell'area in cui verrà realizzato il futuro Pozzo Gemini 1

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 39 di 54</p>
---	--	------------------------

## 5 STIMA DEGLI IMPATTI

Il presente capitolo analizza i potenziali impatti sulle diverse componenti ambientali relative alle fasi progettuali previste per la realizzazione di una parte del Progetto "Offshore Ibleo" descritto in dettaglio nel Quadro di Riferimento Progettuale del presente Studio di Impatto Ambientale (SIA), relativo alle attività di coltivazione, con lo sviluppo dei soli giacimenti Argo e Cassiopea, e alle attività di esplorazione con l'esecuzione dei due Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1 per la ricerca di idrocarburi gassosi.

Tali attività si svolgeranno nell'area offshore ricadente nell'Istanza di Concessione di Coltivazione "d3G.C.-AG", nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG".

La parte del Progetto "Offshore Ibleo" relativa alle attività onshore che verranno effettuate nel territorio del Comune di Gela sarà trattata all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla loro realizzazione anche sui Siti Natura 2000.

La stima degli impatti è stata effettuata attraverso la scomposizione del progetto nelle varie fasi operative ed attraverso l'analisi delle interazioni e dell'impatto che ciascuna azione può esercitare sui singoli comparti ambientali. L'entità degli impatti è stata valutata seguendo un criterio di oggettività che si basa sul confronto tra i parametri indicatori dello stato di un determinato comparto ambientale con i valori normali (o di controllo) e con i valori soglia identificati dalle normative vigenti o dall'esperienza.

Tale valutazione viene effettuata mediante matrici che mettono in correlazione le azioni di progetto ed i fattori di perturbazione e, successivamente, i fattori di perturbazione e le singole componenti ambientali.

Per quanto riguarda gli aspetti progettuali, sono state considerate le seguenti fasi operative distinte per tipologia di attività:

### **Attività di coltivazione:**

- posizionamento ed installazione/rimozione (mob/demob) dell'impianto di perforazione e della piattaforma Prezioso K;
- perforazione di sei pozzi di estrazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea e attività di produzione dei pozzi;
- posa delle condotte e delle strutture in alto fondale (PLEM) ed operazioni di varo;
- posa ed installazione del Riser e dello Spool.

### **Attività di esplorazione:**

- installazione/rimozione (mob/demob) dell'impianto di perforazione;
- perforazione dei pozzi Centauro 1 e Gemini 1 e presenza fisica dell'impianto;
- prove di produzione (eventuali).

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 40 di 54</p>
---	--	------------------------

I comparti ambientali considerati potenzialmente soggetti ad impatto sono:

- atmosfera e qualità dell'aria (caratteristiche chimico fisiche);
- ambiente idrico (caratteristiche chimico-fisiche della colonna d'acqua, caratteristiche trofiche);
- fondale marino e sottosuolo;
- flora fauna ed ecosistemi (interazione con fauna pelagica, bentonica e mammiferi marini).

Oltre ai comparti ambientali sono stati considerati anche gli aspetti relativi all'impatto socio-economico delle attività di progetto. Dopo aver identificato gli impatti potenziali e le interazioni tra azioni del progetto e comparti ambientali, viene fornita una stima dell'entità delle modificazioni e dell'impatto dovuto a ciascuna delle fasi progettuali considerate.

La valutazione è stata condotta suddividendo gli effetti in quattro categorie di interferenza (elevata, media, trascurabile e significativa), in funzione dei criteri di stima degli impatti descritti nel dettaglio nei paragrafi successivi. La stima qualitativa e quantitativa degli impatti su ciascun comparto ambientale è stata condotta sulla base della sensibilità e della vulnerabilità dell'ambiente recettore, dell'entità e della scala temporale e spaziale dell'impatto generato dalle diverse azioni progettuali.

Le analisi effettuate, così come la parametrizzazione dei modelli previsionali degli impatti sono state basate sugli esiti dei rilievi geofisici e ambientali eseguiti direttamente dal committente e descritti nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA.

Sono stati inoltre utilizzati dati meteorologici raccolti nell'area di studio sia da specifiche *survey*, sia dalle reti di monitoraggio meteorologiche, così come dati bibliografici riguardanti le zone interessate dal progetto.

L'analisi ha permesso di evidenziare gli impatti potenzialmente presenti, molti dei quali già comunque mitigati o annullati dagli accorgimenti progettuali ed operativi adottati nella realizzazione del progetto. Misure di mitigazione sono state, infatti, già previste nelle scelte progettuali adottate da eni divisione e&p (cfr. Quadro Progettuale), sulla base dell'esperienza maturata in progetti simili a quello proposto.

## **5.1 FASI PROGETTUALI CONSIDERATE**

Per la descrizione dettagliata di ciascuna delle fasi progettuali identificate sia per le attività di coltivazione, sia per le attività di esplorazione, si rimanda al Quadro di Riferimento Progettuale del presente SIA.

### **Fattori di perturbazione legati alle attività di progetto e comparti ambientali interessati**

Al fine di valutare i potenziali impatti legati al Progetto "Offshore Ibleo", sono stati individuati, per ciascuna attività di coltivazione e di esplorazione in progetto, una serie di fattori di perturbazione indotti che possono incidere in modo diverso sui comparti ambientali considerati.

In particolare, i principali fattori di perturbazione sui vari comparti ambientali sono di seguito elencati:

- presenza fisica delle strutture;

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 41 di 54</p>
---	--	------------------------

- emissioni in atmosfera;
- movimentazione dei sedimenti;
- fattori fisici di disturbo per la componente biotica (generazione di rumore e vibrazioni, illuminazione notturna, interazione con fauna bentonica e mammiferi marini);
- produzione di rifiuti (rifiuti solidi urbani, liquami, scarico a mare di acque di produzione);
- rilascio dei metalli dalle strutture anticorrosione;
- possibili fenomeni di subsidenza eventualmente dovuti ai soli Campi Gas Argo e Cassiopea;

aumento del traffico navale sia per le attività nei Campi Gas Argo e Cassiopea (durante l'installazione dell'impianto di perforazione, della piattaforma, la posa delle condotte, e la fase di attività del pozzo d'estrazione) sia per la perforazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1.

Per la definizione generale delle componenti ambientali coinvolte si è fatto riferimento al DPCM 27 Dicembre 1988. I comparti ambientali considerati, trattati nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA, sono elencati di seguito.

**Atmosfera:** per questo comparto sono state considerate le informazioni relative alla componente atmosferica che caratterizza il Canale di Sicilia, quali caratteristiche climatiche e meteorologiche, ampiamente trattate nel Quadro di Riferimento Ambientale. Tali informazioni sono state utilizzate per modellizzare la diffusione degli inquinanti in atmosfera, in modo da valutare gli effetti delle attività in progetto sulla qualità dell'aria nella zona interessata dall'intervento e le potenziali modifiche della qualità dell'aria sulle coste meridionali della Sicilia.

**Ambiente idrico:** per questo comparto sono stati valutati gli effetti sulla colonna d'acqua in termini di potenziali variazioni delle caratteristiche fisiche, chimiche e biologiche delle acque nell'intorno delle strutture da realizzare. Sono state inoltre valutate le variazioni delle caratteristiche trofiche della colonna d'acqua con particolare attenzione ai possibili effetti sulle associazioni animali e sugli ecosistemi marini più significativi (fitoplancton, zooplancton, biocenosi bentoniche, risorse alieutiche e ittiofauna, rettili e mammiferi marini) e sulle eventuali specie protette presenti.

**Fondale marino e sottosuolo:** per questo comparto sono state prese in considerazione le possibili alterazioni geomorfologiche e chimico-fisiche dei sedimenti nonché i possibili impatti sulla struttura e sulla funzionalità della biocenosi bentonica legati alle diverse fasi delle attività considerate.

**Flora, fauna ed ecosistemi:** per questo comparto sono stati presi in considerazione i possibili effetti generati dalle operazioni di perforazione sulla componente faunistica con particolare attenzione all'impatto del rumore sui mammiferi marini. Sono stati inoltre valutati gli effetti della variazione delle caratteristiche trofiche delle acque sulle caratteristiche strutturali e funzionali di fitoplancton, zooplancton e fauna pelagica. Infine sono stati valutati gli effetti delle attività legate alla messa in produzione dei Campi Gas Argo e Cassiopea sulle associazioni animali ed ecosistemi descritti nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA, con particolare riferimento ed attenzione ai mammiferi marini ed eventuali specie protette presenti.

Al fine di valutare l'impatto socio-economico, sono stati valutati i possibili effetti del progetto sull'attività di pesca e sul traffico marittimo nell'area interessata dalle operazioni.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 42 di 54</p>
---	--	------------------------

### **Identificazione degli impatti**

L'identificazione degli impatti che le varie fasi progettuali identificate per entrambe le attività (coltivazione ed esplorazione) hanno sui comparti ambientali è stata effettuata mediante una matrice di correlazione tra le azioni generate in ciascuna fase di progetto e le interazioni che queste hanno sui vari comparti ambientali. I risultati ottenuti sono riportati nella Sezione relativa alla Stima Impatti del presente SIA.

L'analisi ha permesso di evidenziare gli impatti potenzialmente esistenti, molti dei quali già comunque mitigati od annullati dagli accorgimenti progettuali, dalla sicurezza intrinseca delle apparecchiature utilizzate da eni, e dalle scelte operative che saranno adottate nella realizzazione del progetto.

## **5.2 STIMA DELLE INTERFERENZE SULLE DIVERSE COMPONENTI AMBIENTALI**

### **Criteri per la stima delle interferenze indotte dall'intervento**

Lo scopo della stima degli effetti indotti dalle attività progettuali è fornire gli elementi per valutarne le conseguenze rispetto ai criteri fissati dalla normativa o, eventualmente, definiti per ciascun caso specifico. Tali criteri, necessari per assicurare un'adeguata oggettività nella fase di valutazione, sono i seguenti: entità, frequenza, scala temporale dell'impatto, scala spaziale dell'impatto, incidenza su aree e comparti critici, effetti secondari, probabilità di accadimento dell'alterazione.

A ciascun criterio individuato viene assegnato un punteggio numerico variabile da 1 a 4 in base alla rilevanza dell'impatto in esame (1 = minimo, 4 = massimo). Tale punteggio viene attribuito sulla base della letteratura di settore, della documentazione tecnica relativa alle fasi progettuali, e dell'esperienza maturata su progetti simili.

L'impatto che ciascuna azione di progetto genera sulle diverse componenti di ogni comparto ambientale viene quantificata attraverso la sommatoria dei punteggi assegnati ai singoli criteri. Il risultato viene successivamente classificato come segue:

- CLASSE I (colore blu, punteggio 7-11): impatto ambientale trascurabile;
- CLASSE II (colore giallo, punteggio 12-16): impatto ambientale basso;
- CLASSE III (colore arancione, punteggio 17-21): impatto ambientale medio;
- CLASSE IV (colore rosso, punteggio 22-28): impatto ambientale significativo.

### **Criteri per il contenimento degli impatti indotti dall'intervento**

Nel corso dello sviluppo del progetto sono stati individuati diversi accorgimenti progettuali atti a ridurre eventuali effetti negativi sulle singole variabili ambientali. In generale, i principali criteri atti a mitigare o compensare le eventuali interferenze sull'ambiente possono essere così sintetizzati:

- evitare completamente l'impatto, non eseguendo un'attività o una parte di essa;
- minimizzare l'impatto, limitando la magnitudo o la frequenza di un'attività;

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 43 di 54</p>
---	--	------------------------

- ridurre o eliminare l'impatto tramite operazioni di salvaguardia e di manutenzione durante il periodo di realizzazione e di esercizio degli interventi previsti;
- compensare l'impatto, agendo sulla stessa risorsa impattata.

Nello specifico, per quanto riguarda i detriti ed i fanghi di perforazione, in accordo con la politica di eni divisione e&p indirizzata a limitare il più possibile l'impatto ambientale eventualmente generato dalle attività di perforazione, non verrà effettuato alcuno scarico a mare.

### 5.3 ATMOSFERA

Nel presente paragrafo è stato valutato il potenziale effetto impattante sulla qualità dell'aria dovuto sia alle attività di coltivazione, considerando il normale esercizio degli impianti di perforazione dei pozzi nei Campi Gas Argo e Cassiopea e l'installazione delle facilities sulla piattaforma Prezioso K; sia alle attività di esplorazione considerando il solo esercizio dell'impianto di perforazione dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1. In particolare, sono state valutate le possibili modificazioni dell'atmosfera sulla costa italiana.

Per la modellizzazione della diffusione di inquinanti in atmosfera è stato utilizzato il modello gaussiano **AERMOD** (*AMS/EPA Regulatory Model*). AERMOD è uno "steady-state plume model", ovvero un modello analitico stazionario a pennacchio che simula la dispersione degli inquinanti in atmosfera basandosi sull'equazione gaussiana, e ne calcola la concentrazione nel dominio d'indagine, in corrispondenza di recettori distribuiti su una griglia o discreti. Il modello AERMOD è stato utilizzato insieme al preprocessore meteorologico AERMET per la trattazione dei dati meteorologici d'ingresso, superficiali e dell'atmosfera superiore.

Considerando la distanza dalla costa e la tipologia di impianto utilizzato durante le attività progettuali, la quantità di inquinanti emessi in atmosfera risulta essere molto limitata e sempre inferiore ai valori previsti dalla normativa vigente. Le emissioni non rappresentano inoltre un peggioramento della qualità dell'aria e quindi le criticità ambientali non risultano significative.

Tutte le simulazioni effettuate sia per le attività di coltivazione nei Campi Gas Argo e Cassiopea e, nello specifico, per i pozzi Argo 2, Cassiopea 1 dir e per la piattaforma Prezioso K, sia per i pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, non hanno rilevato condizioni critiche di accumulo di effluenti gassosi emessi dagli impianti di perforazione che possano causare effetti negativi per la salute umana. Tutti i valori risultanti dalle simulazioni effettuate, rilevano valori massimi di concentrazione di NO<sub>x</sub> (orari, ed annuali) inferiori al caso peggiore, preso a modello per un confronto con la normativa vigente. Nello specifico, i valori massimi di concentrazione oraria ed annuale rilevata appaiono molto al di sotto dei valori limite e guida stabiliti per l'NO<sub>x</sub>.

Non si rilevano, inoltre, potenziali ricadute di inquinanti sulla costa, che dista circa 30 km in linea d'aria dagli impianti di perforazione in oggetto.

Sulla base del confronto effettuato tra i dati ambientali, i dati progettuali ed il modello di dispersione degli inquinanti sia per le attività di esplorazione nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia per le attività di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, sono state compilate le rispettive matrici quantitative

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 44 di 54</p>
---	--	------------------------

della stima degli impatti sul comparto atmosfera, in cui si evidenzia l'assenza di impatti ambientali rilevanti dovuti alla realizzazione di entrambe le attività in progetto. In generale la tipologia di impatto generato sul comparto atmosfera risulta infatti rientrare in **Classe I**, ossia in una classe ad impatto ambientale trascurabile, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili, caratterizzati da una bassa magnitudo e da una durata limitata nel tempo.

#### 5.4 AMBIENTE IDRICO MARINO

I rifiuti prodotti nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo" saranno principalmente costituiti dalle seguenti tipologie:

- fanghi utilizzati nel corso della perforazione sia dei nuovi Pozzi che saranno messi in produzione nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Germini 1. Tali fanghi saranno smaltiti al termine delle operazioni;
- cuttings di perforazione, prodotti nel corso delle perforazioni in progetto;
- oli usati, potenzialmente prodotti sia nelle attività relative alla perforazione dei pozzi in progetto, sia nelle attività relative alla piattaforma Prezioso K.
- imballaggi (lattine, cartoni, legno, stracci, ecc.), potenzialmente prodotti sia nelle attività relative alle perforazioni in progetto, sia nelle attività relative alla piattaforma Prezioso K.

Tutti i rifiuti sopra indicati saranno raccolti separatamente e inviati a terra tramite *supply vessels* per il recupero/smaltimento in idonei impianti autorizzati. Il trasporto dei rifiuti sulla terraferma ed il successivo trattamento/smaltimento avverranno in accordo a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 e s.m.i.

Oltre ai rifiuti sopra elencati, nel corso delle attività di perforazione dei pozzi in progetto (ubicati nei Campi Gas Argo e Cassiopea e dei Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1) e di quelle relative alla piattaforma Prezioso K, potranno essere generate acque oleose, derivanti ad esempio dalla ricaduta di acque meteoriche su superfici contaminate da olio. Tali acque saranno gestite secondo quanto prescritto dal DPR 886/79 (in parte modificato dal D.Lgs. 624/1996).

Le acque reflue fognarie, costituite dagli scarichi civili provenienti da WC, lavandini, docce, cambusa, ecc. sia in fase di perforazione di tutti i pozzi in progetto, sia nel corso delle attività sulla piattaforma Prezioso K saranno scaricate a mare previo trattamento mediante impianto di triturazione e disinfezione omologato, in conformità con quanto stabilito dalle Leggi 662/80 e L. 438/82, che recepiscono le disposizioni contenute nell'Annex IV della Convenzione Marpol.

Gli sversamenti accidentali in mare di gasolio sono ridotti al minimo, grazie ad accorgimenti progettuali piattaforme degli impianti stessi. Infatti tutti i serbatoi di gasolio destinati all'alimentazione dei generatori elettrici sono posizionati in una area sicura e sono dotati di vasche di raccolta che convogliano le eventuali tracimazioni nel serbatoio raccolta drenaggi; inoltre l'area è isolata tramite pareti tagliafuoco.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 45 di 54</p>
---	--	------------------------

Nel caso molto remoto in cui possano verificarsi sversamenti accidentali, eni s.p.a. divisione e&p ha sviluppato un efficace ed effettivo piano di prevenzione e di emergenza al fine di gestire tempestivamente tali incidenti.

Ad ulteriore scopo cautelativo, è stata inoltre studiata l'eventualità di un potenziale scenario di oil spill che deriverebbe da una perdita dei serbatoi di carburante dall'impianto di perforazione impiegato nel Progetto "Offshore Ibleo" nell'ambito delle operazioni sui giacimenti Argo e Cassiopea, prendendo a modello per tutti i pozzi, la perforazione del Pozzo Cassiopea 3, ed un secondo scenario che prevede uno spillage dalla piattaforma Prezioso K. Per tutte le simulazioni effettuate, il modello non prevede che frazioni di inquinante raggiungano la terra ferma.

## 5.5 FONDALE MARINO E SOTTOSUOLO

Nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo", sia per le attività di coltivazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia per le attività di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, sono previste le fasi di installazione dell'impianto di perforazione e di perforazione dei pozzi in progetto.

Poiché l'impianto di perforazione che sarà utilizzato nel presente progetto è del tipo semisommersibile, l'interazione generata sul fondale marino darà luogo ad un impatto minimo, dovuto principalmente al posizionamento delle ancore e catene dei mezzi navali di supporto all'impianto stesso che non si appoggia al fondale.

Per quanto riguarda le attività di coltivazione, la fase di posa della piattaforma Prezioso K, delle strutture e la successiva perforazione dei pozzi, potrebbe generare una mobilitazione di materiale fine dal fondale e la conseguente dispersione in acqua. In particolare l'impatto generato sul fondale marino è causato principalmente dalla penetrazione dei pali di sostegno della piattaforma Prezioso K e dal trascinarsi delle strutture e delle condotte sul fondale fino alla posizione prescelta, generando un'interazione con i sedimenti che sarà massima durante la fase di posa per poi minimizzarsi in seguito.

Data la limitata durata delle operazioni di installazione (circa 90 giorni) si prevede che l'interferenza sia circoscritta alle aree interessate dai lavori ed alle aree interessate dal trascinarsi delle strutture. Anche per quanto riguarda le operazioni di posa delle condotte e delle strutture in alto fondale, come meglio descritto nel Quadro di Riferimento Progettuale, è attesa una risospensione della frazione fine dei sedimenti.

Per quanto riguarda le attività di esplorazione, invece, il potenziale impatto sulla componente suolo e sottosuolo è generato dalla sola perforazione dei pozzi in progetto. Tale attività comporta la mobilitazione di materiale fine dal fondale e la conseguente dispersione in acqua. Anche in questo caso l'interferenza sarà limitata nel tempo e nello spazio; pertanto, dalla valutazione delle informazioni studiate, il potenziale impatto causato dall'immissione/movimentazione di sostanze fini in mare può essere considerato del tutto trascurabile; poiché il fenomeno sarà del tutto reversibile e concentrato nell'area interessata dalle attività.

Sulla base delle valutazioni effettuate, per entrambe le attività in progetto (coltivazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea ed esplorazione dei pozzi Centauro 1 e Gemini 1) la matrice quantitativa della stima

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 46 di 54</p>
---	--	------------------------

degli impatti sul comparto fondale marino e sottosuolo, evidenzia l'assenza di impatti ambientali rilevanti derivanti dalle attività di progetto. La tipologia di impatto generato sul fondale marino e sul sottosuolo risulta infatti rientrare in **Classe I**, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili, caratterizzati da una frequenza di accadimento bassa e/o di breve durata.

Al fine di garantire un miglior controllo degli effetti geodinamici del fondale marino ed un tempestivo intervento mitigativo dei potenziali impatti su possibili fenomeni di subsidenza e compattazione superficiale riconducibili all'estrazione di gas dai giacimenti di Panda, Argo e Cassiopea, è stato redatto uno specifico studio elastoplastico. In particolare, sono stati trattati:

- effetti di subsidenza causati dall'estrazione del gas, per il quale è stato redatto un apposito modello predittivo di subsidenza. I risultati sono illustrati in **Appendice 9**;
- la stima degli impatti sulla costa e sul fondale marino, per il quale è stato eseguito un apposito studio di valutazione dei possibili impatti sulla costa e sul fondale marino dovuti alla subsidenza indotta da estrazione di gas dal Prof. Colantoni dell'Università di Urbino. I risultati sono illustrati in **Appendice 10**.

Dai risultati emersi dalle simulazioni svolte, si evidenzia che l'impatto ambientale dovuto all'abbassamento dl fondale a causa della coltivazione dei giacimenti offshore è da ritenersi generalmente modesto e nullo per quanto riguarda le comunità bentoniche.

## **5.6 FLORA, FAUNA ED ECOSISTEMI**

### **Impatti sugli organismi bentonici**

L'area di interesse del Progetto "Offshore Ibleo" è caratterizzata da sedimenti costituiti prevalentemente da argille siltose, come riportato nelle Survey Ambientali effettuate nell'ambito del Progetto in esame nel mese di Luglio 2009 (cfr. **Appendici 3 - 6** per quanto riguarda i Campi Gas Argo e Cassiopea, **Appendice 7**, **Appendice 8** per quanto riguarda i pozzi Centauro 1 e Gemini 1 e Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA).

Nello specifico, durante le campagne di monitoraggio effettuate nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sono state identificate le principali biocenosi e/o afferenze ecologiche presenti nell'area oggetto di studio ed è stata redatta una carta biocenotica, disponibile nelle Appendici VI delle **Appendici 3, 4 e 5** ed in Appendice V del Report Finale Sealine Panda – Plem (**Appendice 6**).

Nell'area oggetto di indagine interessata sia dalle attività di coltivazione, sia dalle attività di esplorazione, non sono state rilevate praterie della fanerogama marina *Posidonia oceanica*, né altre biocenosi ad elevato pregio ambientale ai sensi dell'ex D. Lgs. 152/99.

Si sottolinea, comunque, l'effetto di richiamo delle strutture posizionate, come i pali di sostegno della piattaforma Prezioso K, come luogo di impianto di organismi bentonici (spugne, celenterati, briozoi, molluschi filtratori, etc.).

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 47 di 54</p>
---	---	------------------------

## Interferenze di natura fisica

### Effetti del rumore e vibrazioni su mammiferi marini e fauna pelagica

Per quanto il Progetto "Offshore Ibleo" in esame, le principali sorgenti di rumore sono di tipo continuo, dovute alle attività di perforazione e sono riconducibili al funzionamento dei motori diesel, dell'impianto di sollevamento (argano e freno) e rotativo (tavola rotary e top drive), delle pompe fango e delle cementatrici.

Nel caso di una sorgente in mare, il rumore di background è condizionato da una serie di parametri fisici quali la profondità dell'acqua, il tipo di substrato, la velocità del vento, il grado di traffico marittimo nella zona, etc. Inoltre, la propagazione dalla sorgente è influenzata dalle variazioni o dalle condizioni di disomogeneità di temperatura, salinità dell'acqua e del contenuto di gas disciolto. Le modalità e gli effetti della propagazione del rumore in acqua sono meglio approfonditi nella sezione Stima Impatti del presente SIA. Considerando la valutazione delle informazioni disponibili sull'area in esame, e la breve durata delle attività di perforazione, è possibile ipotizzare che le interferenze acustiche generate dalle attività in progetto sui mammiferi marini non siano significative.

### Impatto dell'incremento della luminosità notturna sugli organismi pelagici

L'inquinamento luminoso può essere considerato come un'alterazione della quantità naturale di luce presente nell'ambiente notturno, provocata dall'immissione di luce artificiale dagli impianti di illuminazione. Considerando che per il Progetto "Offshore Ibleo", la zona illuminata avrà un'estensione limitata e circoscritta all'area delle operazioni, per una durata temporale limitata, gli effetti prodotti sulla flora e fauna marina possono essere considerati trascurabili.

### Impatto della variazione delle caratteristiche trofiche delle acque su fitoplancton e fauna pelagica

Considerando la tipologia di attività previste, l'immissione in mare degli scarichi può produrre un aumento dello stato trofico delle acque prossime all'impianto di perforazione e alla piattaforma Prezioso K con un incremento della concentrazione di nutrienti e sostanza organica. Tale immissione è comunque da considerarsi come circoscritta e più intensa durante le fasi di installazione delle strutture sopra citate, quindi di carattere temporaneo. Inoltre, poiché l'area su cui insisterà il progetto "Offshore Ibleo" è in mare aperto, va considerata l'elevata capacità di diluizione dell'ambiente circostante che rende tale fattore di perturbazione ed i conseguenti effetti sulle popolazioni fitoplanctoniche e della fauna pelagica del tutto trascurabili.

Sulla base delle valutazioni effettuate, la stima quantitativa degli impatti sul comparto flora, fauna ed ecosistemi per entrambe le attività di coltivazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea e di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, evidenzia l'appartenenza, per pochi casi, alla **Classe II** (Classe maggiore riscontrata), comunque caratterizzata da basso impatto ambientale e da effetti totalmente reversibili. Tuttavia, mentre, nella maggior parte dei casi, l'impatto generato su flora, fauna ed ecosistemi risulta rientrare in **Classe I**, caratterizzata da impatto ambientale trascurabile, ed indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 48 di 54</p>
---	---	------------------------

## 5.7 ASPETTI SOCIO ECONOMICI

Nonostante il Canale di Sicilia risulti come un tratto di Mare Mediterraneo interessato dalle attività di navigazione, si ritiene che l'esecuzione delle attività progettuali, sia per il posizionamento dei Campo Gas Argo e Cassiopea e dei pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, sia per la dimensione del tratto di mare in questione rappresenti un ostacolo minimo alla navigazione marittima dell'area.

Se da un lato, infatti, la presenza dell'impianto di perforazione dei pozzi in progetto (sia quelli ubicati nei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia quelli esplorativi Centauro 1 e Gemini 1) e delle condotte di collegamento che saranno realizzate nei Campi Gas Argo e Cassiopea, comporta quindi l'imposizione di un'area di rispetto e l'aumento del traffico marittimo nella zona, dall'altro, questa riduzione dell'area potenzialmente sfruttabile comporta un potenziale *feedback* positivo sull'ambiente marino. Una temporanea riduzione dei fondi pescabili dovuta alla riduzione dello sfruttamento può rappresentare, infatti, più un beneficio per l'ambiente circostante che un danno economico. Sulla base delle valutazioni effettuate, la matrice quantitativa della stima degli impatti sul comparto socio-economico evidenzia l'assenza di impatti ambientali rilevanti derivanti dalle attività di progetto.

La tipologia di impatto generato sul comparto socio-economico dell'area in esame risulta infatti rientrare in **Classe I**, ovvero in una classe ad impatto ambientale trascurabile, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili.

## 5.8 CONCLUSIONI DELLA STIMA IMPATTI

Il presente capitolo ha analizzato l'analisi dei potenziali impatti sulle diverse componenti ambientali relative alle fasi progettuali previste per la realizzazione del Progetto "Offshore Ibleo" che prevede la realizzazione sia di attività di coltivazione dei Campi Gas Argo e Cassiopea, sia di attività di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1. L'analisi ha rilevato, per tutti i comparti ambientali analizzati, l'assenza di impatti ambientali rilevanti derivanti dalle attività in progetto.

Da quanto analizzato, le sole attività di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, potrebbero generare, sul comparto acqua, la presenza di impatti ambientali che rientrano per la maggior parte in **Classe II**, comunque caratterizzata da un basso impatto ambientale e da effetti totalmente reversibili.

In tutti gli altri comparti ambientali considerati e per tutte le attività di progetto, invece, la tipologia di impatto generato rientra principalmente (oppure quasi esclusivamente) in Classe I, ossia in una classe ad impatto ambientale trascurabile, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati reversibili, caratterizzati da una bassa magnitudo e da una durata limitata nel tempo

Nello specifico:

- per il **comparto atmosfera**: la tipologia di impatto generato da entrambe le attività rientra in **Classe I**;
- per il **comparto acqua**: per le attività di coltivazione si evidenzia la presenza di due casi rientranti in **Classe II**, anche se, per la maggior parte dei casi, la tipologia di impatto generato risulta rientrare in **Classe I**; per le attività di esplorazione si evidenzia invece la presenza di impatti ambientali che rientrano per la maggior parte in **Classe II**;

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00 Sintesi Non Tecnica Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</p>	<p>Pagina 49 di 54</p>
---	---	------------------------

- per il **comparto fondale marino e sottosuolo**: la tipologia di impatto generato da entrambe le attività rientra in **Classe I**;
- per il **comparto flora, fauna ed ecosistemi**: la tipologia di impatto generato da entrambe le attività rientra in alcuni casi in **Classe II**, anche se per la maggior parte dei casi la tipologia di impatto generato su tale comparto risulta rientrare in **Classe I**,
- per il **comparto socio-economico**: la tipologia di impatto generato da entrambe le attività rientra, in **Classe I**.

 <p><b>eni</b> s.p.a. divisione e&amp;p</p>	<p>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 50 di 54</p>
---	---	------------------------

## 6 CONCLUSIONI GENERALI DELLO STUDIO

Nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo", presentato dalla *società eni* divisione exploration & production, che sarà realizzato nel Canale di Sicilia, nell'offshore al largo del Comune di Licata (AG), il presente documento costituisce la Sintesi Non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) relativo alle:

- **attività di coltivazione**, che prevedono la messa in produzione dei soli Campi Gas Argo e Cassiopea, ricadenti nell'Istanza di Concessione di coltivazione "**d3G.C.-AG**", nell'ambito dei Permessi di Ricerca "G.R13.AG" e "G.R14.AG";
- **attività di esplorazione**, che prevedono l'esecuzione di due Pozzi esplorativi per la ricerca di idrocarburi gassosi denominati "Centauro 1" e "Gemini 1" e che saranno realizzate all'interno della stessa Istanza di Concessione di Coltivazione "**d3G.C.-AG**", ma nell'ambito del solo Permesso di Ricerca "G.R13.AG".

Il Progetto "Offshore Ibleo" include anche una parte relativa alle attività onshore per la realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della sealine di trasporto. Tali attività verranno effettuate nel territorio del Comune di Gela e la loro trattazione è riportata all'interno della Valutazione di Incidenza Ambientale (VINCA) allegata al presente SIA, al fine di identificare e valutare la significatività di eventuali effetti ambientali connessi alla loro realizzazione anche sui Siti Natura 2000.

L'analisi della compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto da realizzare, ha messo in evidenza rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

L'esame dettagliato delle componenti ambientali ha fornito un quadro dell'ambito naturale caratterizzante l'area in esame. In virtù delle caratteristiche stesse dell'opera, della temporaneità delle attività più rilevanti e della limitata influenza che i fattori di perturbazione possono indurre, le attività previste, sia per le fasi di coltivazione dei Campi Gas, sia per quelle di esplorazione dei Pozzi Centauro 1 e Gemini 1, non determinano impatti rilevanti sulle caratteristiche naturali del territorio circostante.

Tutte le attività previste evidenziano, infatti, l'assenza di impatti ambientali significativi derivanti dalle attività di progetto. La tipologia di impatto generato sui vari comparti considerati risulta rientrare principalmente in **Classe I**, ovvero in una classe ad impatto ambientale trascurabile, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati completamente reversibili.

In conclusione, sulla base delle informazioni reperite e riportate nel presente documento, e delle valutazioni effettuate, le opere in progetto non comportano impatti rilevanti né per l'ambiente, né per l'uomo.

Tutte le attività previste saranno condotte da eni s.p.a. divisione e&p sulla base dell'esperienza maturata relativamente al corretto sfruttamento delle risorse minerarie, nel massimo rispetto e tutela dell'ambiente e del territorio.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 51 di 54</p>
---	---	------------------------

## BIBLIOGRAFIA GENERALE

### Quadro Programmatico

- Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2008, "Relazione annuale alla commissione europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas".
- Cagnolaro, L., Notarbartolo di Sciarra, G. (1992). Research activities and conservation status of cetaceans in Italy. Bollettino del Museo dell'Istituto di Biologia. Genova 56- 57, pp. 53-85.
- Davies, A.G., Soulsby, R.L., and King, H.L. (1988). A numerical model of the combined wave and current bottom boundary layer. Journal of Geophysical Research Vol. 93, pp. 491-508.
- Edwell J R, Turnpenny A W H, Langworthy J, Edwards B (2003). Measurements of underwater noise during piling at the Red Funnel Terminal, Southampton, and observations of its effect on caged fish. Subacoustech Report Reference: 558R0207.
- Energy Information Administration (EIA) - Official Energy Statistics from the U.S. Government), "International Energy Outlook (IEO) 2008".
- Eurogas, 2007, "Annual Report, 2006 - 2007".
- Eurogas, 2008, "Annual Report, 2007 - 2008".
- Evans, P.G.H. and Nice, H. (1996). Review of the effects of underwater sound generated by seismic surveys on cetaceans. Sea Watch Foundation, Oxford. (Report commissioned by UKOOA.).
- Kim, D.H., Kim, S.J., Moon, K.M., Lee, M.H., and Kim, K.J. (2001). Influence on consumption rate and performance of aluminum sacrificial anode due to seawater velocity and pH variations. Journal of the Corrosion Science Society of Korea. Vol. 30, no. 1.
- Potter, J. and DeLory, E. (1998). Noise sources in the sea and the impact for those who live there. Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), 2008 "Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi, Rapporto Annuale 2007".
- Proceedings of Conference presentation: Acoustics and Vibration Asia'98, Singapore, November 1998. [http://www.arl.nus.edu.sg/objects/AVA1998\\_noise.pdf](http://www.arl.nus.edu.sg/objects/AVA1998_noise.pdf)
- Reboul, M., Meteau, J.L., (1985) Les anodes en aluminium pour la protection cathodique en mer. Matériaux et techniques. Vol. 73, no. 2-3, pp. 101-105.
- Richardson, W. J., Greene, Jr., C. R., Malme, C. I., and Thomson, D. H. (1995). Marine Mammals and Noise (Academic Press, San Diego).
- Schlundt, C.E., Finneran, J.J., Carder, D.A., and Ridgway, S.H. (2000). Temporary shift in masked hearing thresholds of bottlenose dolphins, Tursiops truncatus, and white whales, Delphinapterus leucas, after exposure to intense tones. Journal of Acoustical Society of America. Vol. 107, no. 6, pp. 3496-3508.
- Snam Rete Gas, 2008, "Bilancio 2007".
- U.S. Geological Survey (USGS), 2000 "World Petroleum Assessment 2000".

### Quadro Ambientale

- Accombams, 2002. Cetaceans of the Mediterranean and Black Seas: State of Knowledge and Conservation Strategies. Agreement on the Conservation of Cetaceans of the Black Sea, Mediterranean Sea and Contiguous Atlantic Area (ACCOBAMS). In: G. Notarbartolo di Sciarra (Ed.). A report to the ACCOBAMS Secretariat, Monaco, February 2002.
- Allan T., 1972. Oceanography of the Strait of Sicily. Saclantcen Conference Proceedings n° 7.
- Ambrosetti C. *et al.*, 1985. Neotectonic map of Italy. CNR, Quaderni della Ricerca Scientifica, n° 114, vol. 4.
- André M., Terada M., Watanabe Y. 1997. Sperm Whale (Physeter macrocephalus) behavioural response after the playback of artificial sounds. Rep. Int. Whal. Commn. 47:499-504.
- Arcangelo A., Caltavuturo G., Marini L., Salvati E., Tringali M., Valentini T. & Villetti G., 2001. Avvistamenti invernali di cetacei nello Stretto di Sicilia. Natura. Soc. it. Sci. Nat. Museo civ. Stor. Nat. Milano, 90 (2): 5-9
- Arculeo, M., C. Froggia, and S. Riggio, 1989. Considerazioni sull' alimentazione di alcune specie ittiche dei fondali infralitorali del Golfo di Palermo.
- Arculeo, M., Bairo, R., Riggio, S., 1990. Caratterizzazione delle faune demersali e delle marinerie del Golfo di Castellammare (Sicilia N/O) attraverso una analisi triennale degli sbarchi di pesca. Natur. Sicil., Ser. IV XIV (3/4), 57±69. Argano R., Basso R., Cocco M. e Gerosa G., 1992. Nuovi dati sugli spostamenti di tartaruga marina comune (Caretta caretta) in Mediterraneo. Bull. Mus. Ist. biol. Univ. Genova, 56-57: 137-163.
- Argano R, Cocco M., Di Palma M. G., Jacomini C., Zava B, 1991. Dati preliminari sulla distribuzione stagionale di Caretta caretta (L. 1758) Chelonia, Reptilia, nei mari italiani. In: Atti II Seminario Italiano Censimenti Faunistici dei Vertebrati, Suppl. Ric. Biol. Selvag., Vol. XVI Sett. 1991 numero unico, pp.189-191.
- Argnani A., 1987. The Gela Nappe: evidence of accretionary melange in the Maghrebic foredeep of Sicily. Mem. Soc. Geol. It.
- Azzali M., Cosimi G., Luna M, 1989. Rapporto sulle risorse pelagiche dei mari italiani, stimate con metodi acustici. Rapporto dell'IRPEM CNR di Ancona.
- Azzali *et al. et al.* IRPEM Per ENI Divisione AGIP, 1999 – Attività petrolifera e rotte migratorie di specie di cetacei in alcune aree del Medio Adriatico.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 52 di 54</p>
---	---	------------------------

- Bianchi C. N. 1981 - Policheti serpuloidi - Guide CNR (AQ/1/96, 5). 187 pp.
- Brambati A. & Massi G., 1983. Studio sedimentologico marittimo costiero per la difesa dei litorali ed esame delle caratteristiche qualitative delle acque del Golfo di Gela. Amministrazione Provincia di Caltanissetta, Assessorato Territorio e Ambiente.
- Catalano R. & D'argenio B., 1982. Schema geologico della Sicilia occidentale (Catalano R. & D'Argenio Eds.), Palermo
- Centro Studi Cetacei, 2002a. Tartarughe marine recuperate lungo le coste italiane. II. Rendiconto 1999. Atti Soc.it.Sci.nat. Museo civ.Stor.nat. Milano, 142/2001 (II): 265-281.
- Centro Studi Cetacei, 2002b. Cetacei spiaggiati lungo le coste italiane. XV. Rendiconto 2000. Atti Soc.it.Sci.nat. Museo civ.Stor.nat. Milano, 142/2001 (II): 251-264.
- Centro Studi Cetacei, 2001. Cetacei spiaggiati lungo le coste italiane. XIV. Rendiconto 1999. Atti Soc.it.Sci.nat. Museo civ.Stor.nat. Milano, 141/2000 (II): 353-365.
- Cossignani T. 1992 - Atlante delle conchiglie del Medio Adriatico. Mostra Mondiale Malacologia - Cupra Marittima (AP). L'Informatore Piceno Ed. 40 pp + tavole.
- D'Angelo G. & Gargiullo S. 1978 - Guida alle conchiglie del Mediterraneo - Fabbri Ed.
- Dipartimento di Biologia Animale ed Ecologia Marina Università di Messina, 1984-1985. Indagine oceanografica e correntometrica nelle acque costiere della Sicilia. Assessorato Territorio e Ambiente della Regione Siciliana, Vol. 1 pp.147.
- Dipartimento di Biologia Animale ed Ecologia Marina Università di Messina, 1986. Relazione sulle caratteristiche oceanografiche, fisiche, chimiche e biologiche dell'area costiera dello Stretto di Sicilia compresa tra Capo Passero e Capo Scalambri. SNAMPROGETTI Divisione Ecologia Fano – Gennaio 1988 In: Valutazione degli effetti ambientali relativi all'attività offshore del "Campo Vega" – SELM S.p.A. (Stretto di Sicilia).
- Falciai L., Minervini R., 1992. Guida dei crostacei decapodi d'Europa. Ed. Muzzio.
- Fauvel P. 1923 - Faune de France: Polichetes errantes - Paris
- Fauvel P. 1927 - Faune de France: Polichetes sedentaires - Paris
- George J.D., Hartmann-Schroder. 1985 - Polychaetes: British Amphipoda, Spintheridaa & Euniciaa - London, E.J. Brill Publishing Company.
- Giordano *et al.* 1995. Risultati della ricerca sulla cetofauna siciliana. Museo del Mare di Cefalù. Gruppo ricerca cetacei.
- IRMA-CNR, 2000a: Indagine preliminare sull'impatto delle operazioni di prospezione sismica con l'ausilio di "air-gun" (2D) nell'area di concessione G.R 144 AG; G.R. 13 AG; G.R. 14 AG. (Stretto di Sicilia), 16 pp.
- IRMA-CNR, 2000b: Parere sull'impatto delle operazioni di prospezione sismica con l'ausilio di air guns (2d) nell'area di concessione C. R144. AG; G.R13. AG; G.R14. AG. (Stretto di Sicilia), 4 pp.
- Ketten, D.R., Lien, J. and Todd, S., 1993. Blast injury in humpback whale ears: Evidence and implications. J. Acoust. Soc. Am. 94(30): 1849-1850.
- Ketten D.R., 1998. Man-made noise in the oceans. Irrelevant or irreparable ? Abstracts of the World Marine Mammal Science Conference, Monaco 20-24 January 1998:76.
- Ktari-Chakroun F., 1980. Les Cétacés des côtes tunisiennes. Bull. Inst. Océanogr. Pêche Salammbô, 7: 139-149.
- Ktari-Chakroun F., 1981. Nouvelles mentions de Cétacés en Tunisie. Bull. Inst. nat. scient. tech. Océanogr. Pêche Salammbô, 8: 119-121.
- Laurent L. et Lescur J., 1994. L'hivernage des tortues Caouannes Caretta caretta (L.) dans le Sud tunisien Rev. Ecol. (Terre Vie), 49, pp. 63-86.
- Levi D.,1996. Relazione finale programma TROWL (Il Piano Triennale della Pesca e dell'Acquacoltura in Acque Marine e Salmastre). Triennio 1990-1993. In: Ministero delle Risorse Agricole Alimentari e Forestali – Risorse Demersali, I.C.R. Mare
- Lorenzen, C. J. (1967). Determination of chlorophyll and pheopigments: spectrophotometric equations. Limnol.
- Lorenzen, C. J., Jeffrey, S. W (1980). Determination of chlorophyll in seawater. UNESCO Tech. Pap. Mar. Sci. 35. p. 1-20.
- Marini L., Consiglio C., Angradi A. M., Catalano B., Sanna A., Valentini T., Finio M. G. & Villetti G., 1996. Distribution, abundance and seasonality of cetaceans sighted during scheduled ferry crossing in the Central Tyrrhenian Sea: 1989-1992. Ital. J. Zool., 63: 381-388.
- Morelli C., 1972 Bathimetry, Gravity and Magnetism in the Strait of Sicily. Oceanography of the Strait of Sicily. Saclancten Conf. Proc. N. 7, pp. 193 - 207, 5 ff., La Spezia.
- Ben Mustapha K., 1986. Echouage d'un Rorqual commun Balaenoptera physalus (Linn, 1758) à Carthage Dermech dans le golfe de Tunis. Bull. Inst. nat. scient. techn. Océanogr. Pêche Salammbô, 13: 19-24.
- Notarbartolo di Sciarra, G., Venturino, M.C., Zanardelli, M., Bearzi, G., Borsani, J.F. & Cavalloni, B., 1993. Cetaceans in the central Mediterranean Sea: distribution and sighting frequencies. Bollettino di Zoologia, 60, 131-138.
- Notarbartolo di Sciarra G., M. Demma, 1994. Guida dei mammiferi marini del Mediterraneo. Franco Muzzio editore, Padova.
- Notarbartolo di Sciarra, 1997 – Guida dei mammiferi marini del Mediterraneo.
- Orchinnikov I. M., 1966. Circulation in the surface and intermediate layers of the Mediterranean. Oceanology, 6, pp. 48-59.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b> <b>Sintesi Non Tecnica</b> <b>Studio di Impatto Ambientale</b> <b>OFFSHORE IBLEO</b> <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b> <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 53 di 54</p>
---	---	------------------------

- Panvini R., 1989. L'attività delle soprintendenze di Agrigento e Caltanissetta nel campo dell'archeologia subacquea. IV Rassegna di archeologia subacquea, IV premio Franco Papò – Atti, pp. 192-200.
- Patti B., Mazzola S., Bonanno A., Sgrosso S., Levi D., 1994. Analisi relimitare delle associazioni di specie demersali nel Canale di Sicilia. Atti XXIV Congresso SIBM, San Remo 1-5 Giugno 1993, pp. 307-308.
- Pielou E.C. 1969 - An introduction to mathematical ecology - Wiley, New York.
- Podestà M. & Bortolotto A., 2001. Il progetto spiaggiamenti del Centro Studi cetacei: analisi dei risultati di 11 anni di attività. Natura. Soc. it. Sci. Nat. Museo civ. Stor. Nat. Milano, 90 (2): 145-158.
- Riedl R. 1991 - Fauna e Flora del Mediterraneo. Franco Murzio Editore.
- Rinaldi E. 1991 - Le Conchiglie della costa romagnola - Edizioni Essegi.
- Romagnoli C., 1996. Lineamenti morfologici e deposizionali della piattaforma costiera della Sicilia meridionale. Atti XXI Congresso Nazionale A.I.O.L., Isola di Vulcano, 18-21 Settembre 1996.
- Roussel E. 2002. Disturbance to Mediterranean cetaceans caused by noise. In: G. Notarbartolo di Sciarra (Ed.), Cetaceans of the Mediterranean and Black Seas: state of knowledge and conservation strategies. A report to the ACCOBAMS Secretariat, Monaco, February 2002. Section 13, 18 p.
- Sará, R. (1973). "Sulla biologia dei tonni (*Thunnus thynnus* L.) modelli di migrazione e di comportamento". Bollettino di Pesca, Piscicoltura e Idrobiologia, Roma 28:217-243.
- Shannon C.E., Weaver W., 1949. The mathematical theory of communication - Urbana, Chicago, 111., London, Univ.
- Tebble N. 1966 - British Bivalves Seashells - The British Museum (Natural History), London.
- Torelli A. 1982 - Gasteropodi Conchigliati - Guide CNR (AQ/1/96, 8). 233 pp.
- Tortonesi E. 1960 - Fauna d'Italia: Echinodermata. Vol VI - Calderini Bologna.
- Tosi R. - Cavaleri L. - Grancini G. - Jovenitti L. e altri: "STONE: STatistica delle ONde Estreme mare Tirreno", Rapporto U.O. "Studio del moto ondoso nei mari italiani" del P.F. Oceanografia e Fondi Marini del CNR, Padova, 1984, 1-8.
- Vollenweider, R.A. 1968 - Water management research scientific fundamentals of the eutrophication of lakes and flowing water, with particular reference to nitrogen and phosphorus as factors in eutrophication. OCDE Techn. Rep., 194 pp.
- Watkins, W.A., Tyack, P., Moore, K.E. and Bird, J.E. 1987. The 20-Hz signals of finback whales, *Balaenoptera physalus*. Journal of the Acoustical Society of America 82(6): 1901-1912.
- Stima Impatti**
- Cagnolaro, L., Notarbartolo di Sciarra, G. (1992). Research activities and conservation status of cetaceans in Italy. Bollettino del Museo dell'Istituto di Biologia. Genova 56- 57, pp. 53-85.
- Davies, A.G., Soulsby, R.L., and King, H.L. (1988). A numerical model of the combined wave and current bottom boundary layer. Journal of Geophysical Research Vol. 93, pp. 491-508.
- Evans, P.G.H. and Nice, H. (1996). Review of the effects of underwater sound generated by seismic surveys on cetaceans. Sea Watch Foundation, Oxford. (Report commissioned by UKOOA.).
- Kim, D.H., Kim, S.J., Moon, K.M., Lee, M.H., and Kim, K.J. (2001). Influence on consumption rate and performance of aluminum sacrificial anode due to seawater velocity and pH variations. Journal of the Corrosion Science Society of Korea. Vol. 30
- edwell J R, Turmpenny A W H, Langworthy J, Edwards B (2003). Measurements of underwater noise during piling at the Red Funnel Terminal, Southampton, and observations of its effect on caged fish. Subacoustech Report Reference: 558R0207.
- Potter, J. and DeLory, E. (1998). Noise sources in the sea and the impact for those who live there. Proceedings of Conference presentation: Acoustics and Vibration Asia'98, Singapore, November 998. [http://www.arl.nus.edu.sg/objects/AVA1998\\_noise.pdf](http://www.arl.nus.edu.sg/objects/AVA1998_noise.pdf)
- Reboul, M., Météau, J.L., (1985) Les anodes en aluminium pour la protection cathodique en mer. Matériaux et techniques.
- Richardson, W. J., Greene, Jr., C. R., Malme, C. I., and Thomson, D. H. (1995). Marine Mammals and Noise (Academic Press, San Diego).
- Schlundt, C.E., Finneran, J.J., Carder, D.A., and Ridgway, S.H. (2000). Temporary shift in masked hearing thresholds of bottlenose dolphins, *Tursiops truncatus*, and white whales, *Delphinapterus leucas*, after exposure to intense tones. Journal of Acoustical Society of America. Vol. 107, no. 6, pp. 3496-3508.

 <p><b>eni s.p.a.</b> divisione e&amp;p</p>	<p><b>Doc. 000196_DV_CD.HSE.0128.000_00</b>  <b>Sintesi Non Tecnica</b>  <b>Studio di Impatto Ambientale</b>  <b>OFFSHORE IBLEO</b>  <b>Campi Gas ARGO e CASSIOPEA</b>  <b>Pozzi Esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1</b></p>	<p>Pagina 54 di 54</p>
---	--	------------------------

## SITOGRAFIA GENERALE

Industria Mineraria e Petrolifera in Italia: [www.assomineraria.org](http://www.assomineraria.org)  
 Autorità per l'energia elettrica e il gas: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)  
 Energy Information Administration: [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)  
 Eurogas: [www.eurogas.org](http://www.eurogas.org)  
 Ministero della Difesa - Marina Militare: [www.marina.difesa.it](http://www.marina.difesa.it)  
 Snam Rete Gas: [www.snamretegas.it](http://www.snamretegas.it)  
 Ministero dello Sviluppo economico: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>  
 U.S. Geological Survey: [www.usgs.gov](http://www.usgs.gov)  
 Ministero dell'Ambiente: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)  
 Regione Sicilia - Sportello Regionale per l'Internazionalizzazione "Sicilia Sprint": [www.sprintsicilia.it](http://www.sprintsicilia.it)

## ALLEGATI

- Allegato 1 – Corografia generale dell'area
- Allegato 2 – Carta dei Vincoli
- Allegato 3 – Carta dei Sedimenti
- Allegato 4 – Carta delle Biocenosi
- Allegato 5 – Carta delle Risorse Ittiche

## APPENDICI

- Appendice 1 - Manifesto della Politica Integrata HSE, Gennaio 2009
- Appendice 2 - Certificato ISO 14001:2004
- Appendice 3 - Report Ambientale Pozzo Argo
- Appendice 4 - Report Ambientale Pozzo Cassiopea
- Appendice 5 - Report Ambientale Piattaforma Prezioso K
- Appendice 6 - Report Finale Sealine Panda - Plem
- Appendice 7 - Report Ambientale Pozzo Centauro 1
- Appendice 8 - Report Ambientale Pozzo Gemini 1
- Appendice 9 - Modello Predittivo di Subsidenza
- Appendice 10 - Valutazione Subsidenza indotta

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 68 of 213</p>
--	-----------------------------------	--	-------------------------------

## **ALLEGATO 2**

**Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea. Studio preliminare ambientale. Appendice D - Sintesi non tecnica, (Doc. SIME\_AMB\_01\_18)**



Doc. SIME\_AMB\_01\_18  
Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore  
Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea  
**STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE**

**Appendice D**  
**Sintesi non tecnica**

Dicembre 2016

 <p data-bbox="363 165 512 264">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 159 715 241">Data Dicembre 2016</p>	<p data-bbox="858 103 1177 136">Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p data-bbox="772 152 1262 248"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p data-bbox="874 264 1161 297"><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p data-bbox="1315 163 1401 237">Pagina 1 of 22</p>
---	---	---	---

 <p data-bbox="363 165 512 264"><b>Eni</b> S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 159 715 241">Data Dicembre 2016</p>	<p data-bbox="858 103 1177 132">Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p data-bbox="772 152 1262 248"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p data-bbox="874 264 1158 293"><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p data-bbox="1315 163 1401 232">Pagina 2 of 22</p>
--	---	---	---

<b>1</b>	<b>“INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE AL PROGETTO OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA” – SINTESI NON TECNICA</b>	<b>4</b>
<b>1.1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>4</b>
<b>1.2</b>	<b>L’ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO OFFSHORE IBLEO</b>	<b>11</b>
<b>1.3</b>	<b>IL REGIME VINCOLISTICO</b>	<b>14</b>
<b>1.4</b>	<b>PROTOCOLLO D’INTESA PER L’AREA DI GELA</b>	<b>15</b>
<b>1.5</b>	<b>INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED AMBIENTALE</b>	<b>16</b>
<b>1.6</b>	<b>LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI</b>	<b>16</b>

 <p><b>Eni</b> S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 3 of 22</p>
--	-----------------------------------	--	---------------------------

## ACRONIMI

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
D. Lgs.	Decreto Legislativo
D. M.	Decreto Ministeriale
IBA	Important Bird Area
MATM	Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIBACT	Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo
MiSE	Ministero dello Sviluppo Economico
SIA	Studio di Impatto Ambientale
SIC	Sito di Importanza Comunitaria
SIN	Sito di Interesse Nazionale
SSA	Spare Shore Approach
VAS	Valutazione Ambientale Strategica
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
ZPS	Zona di Protezione Speciale

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 4 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	---------------------------

# 1 "INTERVENTI DI OTTIMIZZAZIONE AL PROGETTO OFFSHORE IBLEO – CAMPI GAS ARGO E CASSIOPEA" – SINTESI NON TECNICA

## 1.1 PREMESSA

Il presente documento costituisce la sintesi non tecnica dello studio preliminare ambientale allegato all'Istanza di Verifica di Assoggettabilità alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) inerente agli Interventi di Ottimizzazione del "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea".

Il "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea", presentato nel 2010 dalla società Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production, oggi Eni S.p.A. Upstream & Technical Services, ha ottenuto il giudizio favorevole di compatibilità ambientale e l'autorizzazione integrata ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K con Decreto n. 149 del 27/05/2014 del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT).

Successivamente il Ministero dello Sviluppo Economico con Decreto del 31/10/2014 poi rettificato con successivo Decreto del 29/01/2015, ha conferito ad Eni la concessione di coltivazione – denominata G.C1.AG – nell'ambito della quale attuare il Programma Lavori di cui al giudizio favorevole di compatibilità ambientale.

In sintesi, il Progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" prevedeva, nella configurazione precedentemente autorizzata, le seguenti attività di sviluppo e ricerca:

### 1. Interventi di sviluppo, ovvero:

- a) realizzazione di n. 4 pozzi sottomarini produttori, di cui uno per il Giacimento "Argo" (pozzo Argo 2 - da completare per la produzione) e n. 3 pozzi per il Giacimento di "Cassiopea" (pozzi Cassiopea 1 Dir – da completare per la produzione, Cassiopea 2 Dir e Cassiopea 3 da perforare "ex novo");
- b) eventuale perforazione, in base ai dati ricavati dalla produzione del giacimento, di due nuovi pozzi di sviluppo "Cassiopea 4 " e "Cassiopea 5";
- c) installazione di un manifold sottomarino di raccolta della produzione del campo "Cassiopea";
- d) posa di 2 sealine da 8" dal manifold del campo "Cassiopea" alla piattaforma "Prezioso K";
- e) posa di ombelicale di controllo del manifold del campo Cassiopea alla Piattaforma "Prezioso K" e alle 4 teste di pozzo;
- f) installazione della piattaforma di trattamento e compressione "Prezioso K" collegata, tramite ponte di collegamento, con la piattaforma esistente "Prezioso" che ricade nella concessione "C.C3.AG";
- g) posa di una sealine da 16" dalla Piattaforma "Prezioso K" al punto di collegamento dell'esistente tratto di linea di 32" denominata "Spare Shore Approach" (SSA) del Green Stream;
- h) installazione di un sistema sottomarino di raccordo (denominato Export Plem) tra le sealines da 16" e l'esistente linea da 32" ( denominata "Spare Shore Approach");
- i) realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno dell'area Green Stream in un'unica area segregata e indipendente;

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 5 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	---------------------------

## 2. Interventi di ricerca, ovvero:

- a) perforazione di n.2 pozzi esplorativi (aventi per obiettivo livelli sabbiosi mineralizzati a gas) sui prospetti denominati "Centauro 1" e Gemini 1".

Rispetto alla configurazione autorizzata sopra sintetizzata, gli interventi di ottimizzazione proposti per il Progetto in esame e per i quali si sottopone all'approvazione degli Enti competenti il presente Studio Preliminare Ambientale sono stati concepiti nell'ottica di una ancora maggiore sostenibilità ambientale delle attività. Gli stessi sono basati in sintesi su:

- a) l'esclusione della piattaforma "Prezioso K" e del ponte di collegamento tra la piattaforma "Prezioso K" e l'esistente piattaforma "Prezioso"- pur già autorizzati - dal concetto di sviluppo e l'ubicazione a terra, in area già industrializzata ed antropizzata nel Comune di Gela, degli impianti per la compressione e la successiva commercializzazione del gas metano estratto a mare dai pozzi già autorizzati nell'ambito del titolo minerario esistente;
- b) l'utilizzo di facilities ed utilities esistenti a supporto del processo di trattamento del gas nell'ottica di una crescente sinergia tra i nuovi impianti e quelli già in essere;
- c) l'ottimizzazione dell'architettura sottomarina in modo da diminuire il numero di strutture da installare sul fondo mare e ridurre la quantità, la dimensione e il tracciato delle linee di trasporto del gas dai pozzi a terra.

In relazione a quanto sopra, si riporta di seguito una disamina delle variazioni agli interventi di Sviluppo sopra descritti e già approvati dagli Enti Ministeriali competenti:

- 1) Realizzazione di quattro pozzi sottomarini produttori, di cui uno per il giacimento "Argo"(pozzo "Argo 2") e n.3 pozzi per il giacimento "Cassiopea" (pozzi "Cassiopea 1Dir", "Cassiopea 2Dir" e "Cassiopea 3Dir"): **tali interventi sono stati autorizzati con DM 149/2014 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e non sono oggetto di modifica rispetto al precedente programma di sviluppo;**
- 2) Installazione di un manifold sottomarino di raccolta della produzione del Campo Cassiopea: **tale intervento è stato autorizzato con DM 149/2014 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e non è oggetto di modifica rispetto al precedente programma di sviluppo;**
- 3) Posa di un ombelicale di controllo dal manifold del campo Cassiopea alla piattaforma "Prezioso K" ed alle 4 teste pozzo: **non essendo più prevista la costruzione e la posa in opera della Piattaforma Prezioso K, l'ombelicale di controllo sarà collegato all'esistente piattaforma Prezioso;**
- 4) Installazione della piattaforma di trattamento e compressione "Prezioso K" collegata tramite ponte di collegamento con la piattaforma esistente "Prezioso" che ricade nella concessione "C.C3.AG": **in luogo dell'installazione della Piattaforma Prezioso K e del relativo ponte di collegamento con la Piattaforma Prezioso, è prevista la posa in opera di un impianto di trattamento e compressione del gas a terra ubicato all'interno della Raffineria di Gela;**
- 5) Posa di una pipeline da 16" dalla piattaforma "Prezioso K" al punto di collegamento all'esistente tratto di linea di 32" denominato "spare shore approach (SSA)" del progetto Green Stream: **in luogo di tale opzione progettuale, nella nuova**

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 6 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	---------------------------

**configurazione di sviluppo è prevista la posa di una pipeline da 14" dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo di cui al successivo punto 11);**

- 6) Posa di 2 pipeline da 8" dal manifold del campo "Cassiopea" alla piattaforma "Prezioso K": **tale intervento non è più previsto nel nuovo programma di sviluppo e sostituito dalla pipeline da 14" di cui sopra;**
- 7) Installazione di un sistema sottomarino di raccordo tra la pipeline da 16" e l'esistente da 32" denominata "Spare shore Approach": **tale intervento non è più previsto nel nuovo programma di sviluppo in quanto non si prevede l'utilizzo della linea da 32";**
- 8) Realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno della base Green Stream in un'unica area segregata e indipendente: **in luogo di tale opzione progettuale, è prevista la realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno dell'area del nuovo impianto ed opere lineari di collegamento alla rete nazionale;**
- 9) Eventuale perforazione, in base ai dati ricavati dalla produzione del giacimento, di due nuovi pozzi di sviluppo "Cassiopea 4" e "Cassiopea 5": **tale attività, autorizzata con DM 149/2014 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, non è oggetto di modifica nella nuova configurazione;**
- 10) Installazione, presso la piattaforma esistente "Prezioso" che ricade nella concessione "C.C3.AG", delle unità relative all'iniezione del glicol-etilenico nel flusso gassoso estratto dai pozzi del giacimento Argo - Cassiopea per la prevenzione della formazione degli idrati e delle unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini. Inoltre verrà predisposto il collegamento al collettore di blow down di piattaforma per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas: **tale intervento non era previsto nella precedente configurazione di sviluppo;**
- 11) Utilizzo della struttura della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria a supporto della pipeline da 14" nel suo tratto terminale fino a terra: **tale intervento non era previsto nella precedente configurazione di sviluppo;**
- 12) Installazione di opera lineare per il posizionamento di una trappola temporanea di lancio e ricezione pig: **tale intervento non era previsto nella precedente configurazione di sviluppo poiché tali opere erano ubicate diversamente, rif.**
- 13) ;
- 14) Utilizzo dei tracciati esistenti delle tubazioni della Raffineria per il transito della pipeline da 14" dalla radice della condotta in cemento armato sino all'area del nuovo impianto: **tale intervento non era previsto nella precedente configurazione di sviluppo;**

In Tabella 1-1 si riporta quindi la sintesi delle attività di ottimizzazione proposte, che vengono in questa sede sottoposte a Verifica di Assoggettabilità a Valutazione di Impatto Ambientale.

 <p><b>Eni</b> S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 7 of 22</p>
--	-----------------------------------	--	---------------------------

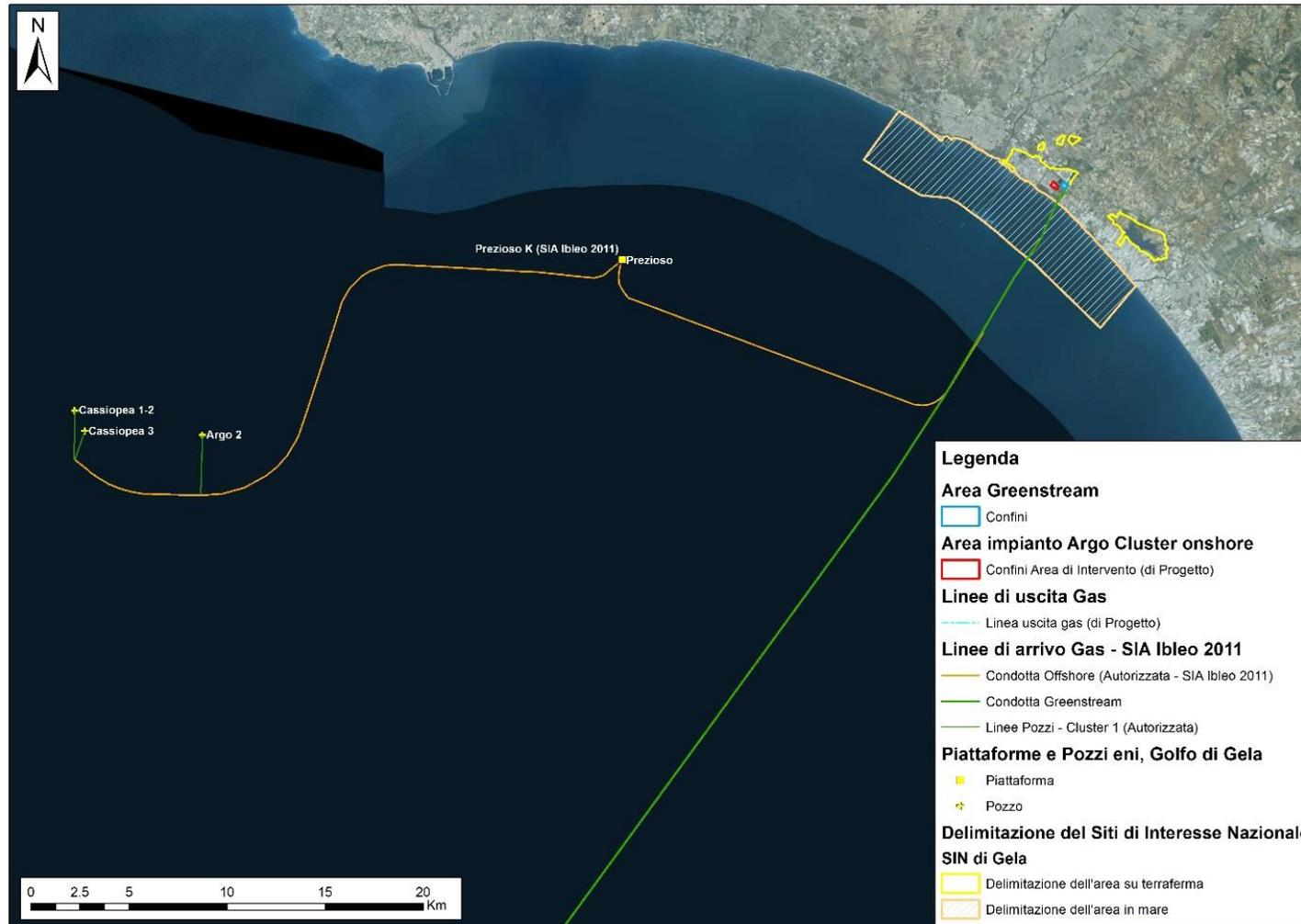
**Tabella 1-1: Sintesi delle attività di ottimizzazione proposte e stato autorizzativo**

<b>Progetto di ottimizzazione</b>	<b>Status autorizzativo D.M. 149/2014</b>
Posa di un ombelicale di controllo dal manifold del campo Cassiopea alla piattaforma "Prezioso"	Autorizzata la posa dell'ombelicale dal manifold del campo Cassiopea alla piattaforma "Prezioso K"
Realizzazione della centrale di trattamento gas su terraferma	Non inclusa
Posa di una sealine da 14" dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo in prossimità del pontile della Raffineria	Posa di 2 sealine da 8" dal manifold Cassiopea alla piattaforma Prezioso K ed una sea-line da 16" dalla piattaforma "Prezioso K" al punto di collegamento all'esistente tratto di linea di 32" denominato "spare shore approach (SSA)"
Realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno dell'area dell'impianto di trattamento e compressione	Realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno della base Green Stream
<p>Installazione presso la piattaforma esistente "Prezioso", che ricade nella concessione delle unità relative all'iniezione del glicol-etilenico nel flusso gassoso estratto dai pozzi del giacimento Argo - Cassiopea e delle unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini.</p> <p>Predisposizione del collegamento al collettore di blow down di piattaforma per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas</p>	Non inclusa
Utilizzo della struttura della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria per il transito della pipeline da 14" fino a terra	Non inclusa
Installazione di una trappola sottomarina presso il manifold Cassiopea ed opera lineare per il posizionamento di una trappola temporanea di lancio e ricezione pig su terraferma	Installazione di 2 trappole sottomarine presso il manifold Cassiopea, 3 trappole sulla piattaforma Prezioso K, 2 trappole sottomarine presso il PLEM, 1 trappola su terraferma in area Green Stream
Utilizzo dei tracciati esistenti delle tubazioni della Raffineria per il transito della pipeline da 14" dalla radice della	Non inclusa

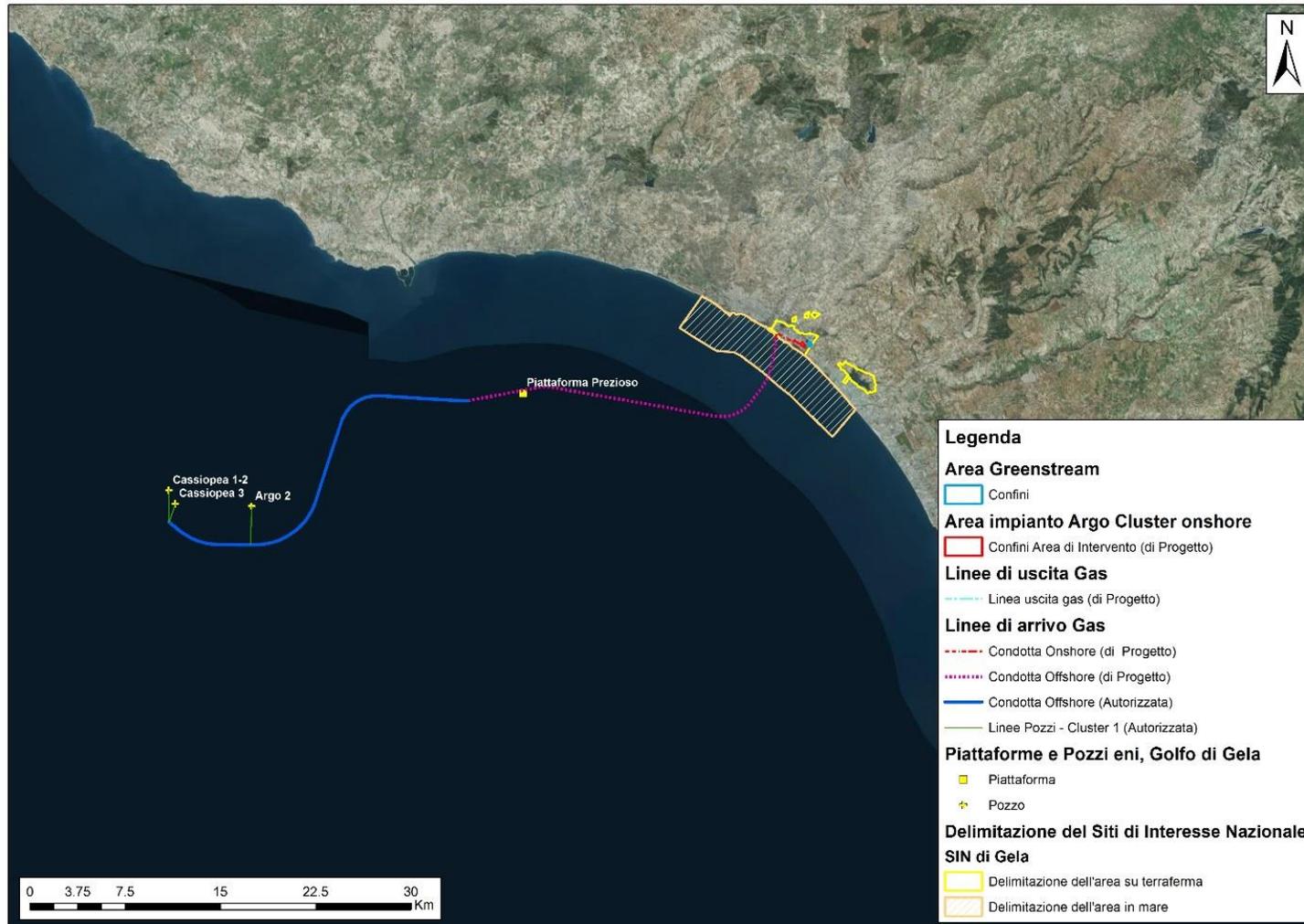
 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 8 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	---------------------------

<b>Progetto di ottimizzazione</b>	<b>Status autorizzativo D.M. 149/2014</b>
condotta in cemento armato sino all'area del nuovo impianto	

Il confronto tra la configurazione offshore approvata e gli interventi di ottimizzazione richiesti è riportato nelle seguenti Figura 1-1 e Figura 1-2.



**Figura 1-1: Progetto Offshore Ibleo, configurazione approvata**



**Figura 1-2: Progetto offshore Ibleo, interventi di ottimizzazione**

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 11 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	----------------------------

Gli interventi di ottimizzazione descritti nel presente studio, in adempimento a quanto previsto dall'art. 20 comma 1 lettera b) del D.Lgs 152/06 s.m.i., vengono in questa sede sottoposti a Verifica di Assoggettabilità alla VIA da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, in quanto attività *"inerenti le modifiche o estensioni dei progetti elencati all'Allegato II la cui realizzazione potenzialmente può produrre effetti negativi e significativi sull'ambiente"*.

In merito alle attività previste in ambito offshore dalla presente modifica, nel ribadire che quelle già autorizzate e non oggetto della suddetta disamina si intendono integralmente confermate, si fa presente che le stesse attengono sostanzialmente all'eliminazione di Prezioso K dal concetto di sviluppo, oltre che alla variazione del tracciato previsto della sealine di trasporto del gas a terra e a piccoli interventi sulla Piattaforma esistente Prezioso funzionali allo sviluppo dei campi gas Argo e Cassiopea.

Si tratta dunque di interventi esterni ad **"aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale"** che saranno realizzati "nell'ambito di titoli abilitativi già rilasciati e saranno funzionali a garantire l'esercizio degli stessi in adempimento a quanto disposto dalla Legge 28 Dicembre 2015 n° 208 (Legge di Stabilità 2016).

Gli interventi di ottimizzazione proposti sono in linea con gli impegni e gli intenti assunti con la sottoscrizione del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela da parte di Eni, Ministero dello Sviluppo Economico ed altre realtà produttive ed istituzionali, col quale peraltro le parti hanno convenuto che la realizzazione di nuove iniziative industriali sia necessaria a garantire un futuro all'area industriale di Gela.

Come descritto nei paragrafi seguenti, la modifica proposta risulta essere nel suo complesso migliorativa da un punto di vista ambientale, in particolare per quel che riguarda le interazioni con l'ambiente marino e con le attività offshore. Nello specifico, la mancata installazione della piattaforma Prezioso K e la riduzione del numero di sealines e delle strutture sottomarine installate, consentiranno sia di ridurre i tempi delle attività di cantierizzazione, sia di ridurre i potenziali impatti ambientali legati a tale fase ed alla successiva fase di esercizio.

Inoltre, ai sensi dell'art. 10, comma 3 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il procedimento di Verifica di Assoggettabilità alla VIA comprende altresì la Valutazione di Incidenza di cui all'art. 5 del DPR 357/1997 e s.m.i. in quanto l'impianto che sarà collocato a terra, in area già industrializzata ed entro il perimetro della Raffineria di Gela, ricade all'interno della ZPS ITA050012 - "Torre Manfreda, Biviere e Piana di Gela" (ZPS che è anche IBA 166- "Biviere e piana di Gela").

Infine, in virtù del fatto che le attività di progetto intersecano parzialmente aree tutelate da un punto di vista paesaggistico (rif. Quadro di riferimento Programmatico), è stata redatta apposita relazione per l'ottenimento del relativo Nulla Osta, allegata allo Studio Preliminare Ambientale.

## 1.2 L'ITER AUTORIZZATIVO DEL PROGETTO OFFSHORE IBLEO

La procedura di VIA, integrata con quella di AIA, relativa al progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" si è svolta nel rispetto di tutte le fasi previste dalla normativa vigente ed il procedimento, durato 4 anni, è stato continuamente aggiornato in corso d'opera per recepire le modifiche e le integrazioni richieste dalle variazioni alla normativa subentrate nel periodo intercorso tra la data di presentazione dell'istanza di VIA - Aprile 2010 - e le ultime fasi prima dell'emissione del Parere della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale ed il successivo decreto di Compatibilità Ambientale rilasciato dal MATTM nel Maggio 2014.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 12 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	----------------------------

Tale iter procedurale è riassunto nella seguente **Tabella 1-2**.

**Tabella 1-2: Iter istruttorio del progetto "Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea"**

Data	Soggetto	Passaggio tecnico/amministrativo
28/04/2010	Eni S.p.A.	Presentazione Istanza di pronuncia di compatibilità ambientale relativamente al Progetto denominato "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea"
28/04/2010	Eni S.p.A.	Comunicazione al pubblico del deposito della documentazione VIA (per pubblica consultazione) tramite annunci pubblicati sui quotidiani "Corriere della Sera" e "La Sicilia"
17/05/2010	Ministero Ambiente	Avvio dell'istruttoria tecnica da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS. Si precisa che tale commissione è stata integrata con la partecipazione di un rappresentante della Regione Siciliana nominato con apposito Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
19/10/2010	Eni S.p.A.	Invio documentazione tecnica integrativa richiesta da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS
07/07/2011	Ministero Ambiente	Richiesta documentazione tecnica integrativa da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS
30/09/2011	Eni S.p.A.	Invio documentazione tecnica integrativa richiesta da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS
05/10/2011	Eni S.p.A.	Comunicazione al pubblico del deposito della documentazione integrativa alla documentazione trasmessa con l'istanza di VIA (per pubblica consultazione) tramite annunci pubblicati sui quotidiani "Corriere della Sera" e "La Sicilia"
25/05/2012	Ministero Ambiente	<b>Parere positivo</b> con prescrizioni espresso dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS (parere n. 941 del 25/05/2012)
14/06/2012	Ministero Ambiente	In seguito all'entrata in vigore del Decreto Legge 9 Febbraio 2012, n.5 (di modifica al D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.) anche gli "impianti localizzati in mare su piattaforme offshore" devono essere assoggettati ad Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). Pertanto

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 13 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	----------------------------

Data	Soggetto	Passaggio tecnico/amministrativo
		il Ministero dell’Ambiente, in riferimento alla procedura di VIA relativa al Progetto, ha chiesto ad Eni S.p.A. di procedere ad integrare gli elaborati progettuali dello Studio di Impatto Ambientale con le informazioni necessarie per l’AIA
13/07/2012	Eni S.p.A.	Presentazione Istanza di Autorizzazione Integrata Ambientale per la piattaforma Prezioso K
27/08/2012	Eni S.p.A.	Comunicazione al pubblico del deposito della documentazione relativa al procedimento di rilascio AIA per la nuova piattaforma Prezioso K (per pubblica consultazione) tramite annunci pubblicati sui quotidiani “ <i>Corriere della Sera</i> ” e “ <i>La Sicilia</i> ”
19/10/2012	Eni S.p.A.	Invio di documentazione integrativa volontaria
28/11/2012	Ministero Ambiente	Richiesta documentazione tecnica integrativa da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS a fronte delle richieste formulate dalla Commissione istruttoria AIA – IPPC
30/11/2012	Eni S.p.A.	Invio della documentazione tecnica integrativa richiesta da parte della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS a fronte delle richieste formulate dalla Commissione istruttoria AIA – IPPC
13/02/2013	Ministero Ambiente	Parere istruttorio conclusivo n. 593 da parte della Commissione Istruttoria AIA – IPPC, con il relativo “ <i>Piano di monitoraggio e controllo</i> ”
28/06/2013	Ministero Ambiente	<p><b>Parere positivo</b> con prescrizioni n.1263 del 28 giugno 2013 della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS, espresso a seguito dell’istruttoria congiunta VIA-AIA.</p> <p>Si precisa che detto parere sostanzialmente supera e sostituisce il precedente parere n. 941 del 25/05/2012</p>
27/05/2014	Ministero Ambiente	<p><b>D.M. 0000149 del 27/05/2014 Decreto di compatibilità ambientale relativamente al Progetto di coltivazione di gas metano “Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” e Autorizzazione Integrata Ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K</b></p>

 <b>Eni S.p.A.</b> Distretto Meridionale	Data Dicembre 2016	Doc. SIME_AMB_01_18 <b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b> <b>Sintesi non tecnica</b>	Pagina 14 of 22
--	--------------------------	---	--------------------

Data	Soggetto	Passaggio tecnico/amministrativo
31/10/2014 (e successiva rettifica del 29/01/2015)	Ministero dello Sviluppo Economico	<b>D.M. 30/10/2014 e successiva rettifica del 29/01/2015 di Conferimento della concessione di coltivazione G.C1.AG ed approvazione del relativo Programma Lavori</b>

A seguito del suddetto iter, sfociato nell'ottenimento delle autorizzazioni previste per legge, Greenpeace Onlus, Associazione Italiana per il World Wide Fund for Nature (WWF) Onlus Ong, Italia Nostra Onlus, Legambiente Onlus, Lega Italiana Protezione degli Uccelli - LIPU Birdlife Italia, Comune di Ragusa, Comune di Santa Croce Camerina, Comune di Palma di Montechiaro, Comune di Licata, Comune di Scicli, Associazione Nazionale dei Comuni Italiani (Anci), Legacoop Pesca Sicilia, Touring Club Italia, presentavano ricorso (numero di registro generale 11490 del 2014) per l'annullamento del suddetto Decreto Ministeriale 149/2014. Tale ricorso è stato rigettato dal Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (Sezione Prima), con camera di consiglio del 6 Maggio 2015, sentenza n. 07782/2015.

La decisione del TAR del Lazio, contro la quale era stato presentato nuovo ricorso con numero di registro generale 7021 del 2015, è stata in seguito confermata dal Consiglio di Stato (Sesta Sezione), con sentenza 31 agosto 2016, n. 3767.

Nonostante i suddetti interventi siano stati autorizzati a valle di un iter lungo e complesso e sebbene la giustizia amministrativa abbia accertato la correttezza dello stesso unitamente a quella dei contenuti degli Studi depositati, in un'ottica di ancora maggiore sostenibilità ambientale, Eni ha progettato alcuni interventi di ottimizzazione al Progetto approvato, come descritto nei paragrafi precedenti. La modifica più rilevante oggetto del presente Studio è infatti, unitamente alle ulteriori ottimizzazioni, l'esclusione della piattaforma Prezioso K e del ponte di collegamento tra la piattaforma Prezioso K e l'esistente piattaforma Prezioso dal concetto di sviluppo ed, in luogo della stessa, l'ubicazione a terra – entro il perimetro della Raffineria di Gela e dunque in area già industrializzata – di un impianto di trattamento e compressione per la successiva commercializzazione del gas estratto in ambito offshore.

### 1.3 IL REGIME VINCOLISTICO

Gli interventi onshore nell'ambito delle ottimizzazioni al "Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea" prevedono la realizzazione in terraferma della centrale di compressione e successiva commercializzazione del gas estratto dai suddetti giacimenti a mare.

Dall'analisi della pianificazione territoriale vigente nel territorio del Comune di Gela, e analizzata nei diversi livelli di pianificazione (Nazionale, Regionale, Provinciale e Comunale), si evince che l'area oggetto delle attività onshore:

- è inclusa in un'area soggetta a vincolo idrogeologico istituito ai sensi del R.D. 3267/1923, che interessa un tratto del litorale costiero posto ad Est rispetto al centro della città di Gela per una fascia di 150 m circa dalla riva;
- si sviluppa nelle vicinanze di aree boscate tutelate dalla lettera g dell'articolo 142 comma 1 D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. ed intercetta aree tutelate alla lettere a e c dell'articolo 142 comma 1 del D. Lgs. 42/04 e s.m.i.;

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 15 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	----------------------------

- la pipeline di trasporto del gas e le linee elettriche verso l'area di impianto attraversano il Canale Valle Priolo, tutelato a norma dell'art. 142 comma 1 D. Lgs. 42/2004 e s.m.i., e la relativa fascia di rispetto;
- l'impianto e le linee di adduzione gas risultano completamente incluse all'interno della ZPS ITA050012 - "Torre Manfreda, Biviere e Piana di Gela";
- l'impianto e le linee di adduzione gas risultano completamente incluse all'interno dell'IBA166 - "Biviere e piana di Gela" (completamente coincidente con la ZPS ITA050012 per la parte di interesse);
- ricade nel "Sito di Interesse nazionale (SIN) di Gela e Priolo" identificato ai sensi del D.M. 10/01/2000 e che rientra nel processo di caratterizzazione ambientale e successiva bonifica ai sensi della normativa vigente. Le operazioni progettuali previste in area SIN verranno svolte in ottemperanza alla normativa vigente.

L'impianto risulta inoltre posto a breve distanza dal confine orientale del SIC ITA050001 - "Biviere e Macconi di Gela", mentre le linee di trasporto del gas alla rete nazionale sono appena esterne allo stesso.

Per la valutazione delle interferenze sopra elencate sono state predisposte le apposite relazioni, di Valutazione di Incidenza Ambientale e di Compatibilità Paesaggistica, come previsto dalla normativa vigente, per l'ottenimento dei Pareri/Nulla Osta necessari. È inoltre in corso la stesura di una relazione tecnica, secondo il modello predisposto dalla Regione Siciliana, volto ad ottenere il Nulla Osta al Vincolo Idrogeologico.

Come più volte evidenziato nel presente Studio, l'unica modifica di rilievo in ambito offshore rispetto a quanto autorizzato con il D. M. 149/2014 concernente il giudizio favorevole di compatibilità ambientale sul "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" è la mancata realizzazione della piattaforma Prezioso K e del relativo ponte di collegamento con la piattaforma Prezioso, e dunque una modifica migliorativa da un punto ambientale e vincolistico.

In particolare, la mancata installazione della piattaforma Prezioso K, la riduzione del numero di sealines installate e la variazione del tratto finale del tracciato consentiranno sia di ridurre i tempi delle attività di cantierizzazione, sia di ridurre i potenziali impatti ambientali legati a tale fase ed alla successiva fase di esercizio quali, tra le altre, l'interazione con le attività di pesca e con il traffico marittimo.

Si conferma, come già riportato per il Progetto approvato, l'assenza di interferenze tra la posa delle sealine offshore e gli strumenti di pianificazione nazionali e locali.

#### **1.4 PROTOCOLLO D'INTESA PER L'AREA DI GELA**

In data 6 Novembre 2014, presso il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE) veniva firmato il "Protocollo di intesa per l'area di Gela", alla presenza di enti locali, realtà produttive e sindacali, oltre che del Ministero stesso e di Eni, in qualità di sottoscrittore del documento. In tale Protocollo, oltre a ribadire il difficile scenario economico legato ai prodotti petroliferi, tutte le parti firmatarie convengono sul fatto che la realizzazione di nuove iniziative industriali sia necessaria a garantire un futuro all'area industriale di Gela.

Non più tardi dello scorso 16 Settembre 2016, Eni ha confermato che il Programma di rilancio delle attività industriali sul territorio prosegue nel rispetto degli impegni assunti e in linea con gli obiettivi del Protocollo, con particolare riferimento alle attività di Green Refinery, ma lanciando anche l'ipotesi dell'ottimizzazione del Progetto "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea", oggetto della presente Verifica di Assoggettabilità, che prevede di ricollocare gli impianti di compressione e successiva commercializzazione del

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Data Dicembre 2016</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p>Pagina 16 of 22</p>
---	-----------------------------------	--	----------------------------

gas, previsti inizialmente a mare su una nuova piattaforma (Prezioso K), a terra nelle aree rese disponibili dalla Raffineria. Tale opzione rappresenta un'interessante soluzione in quanto consente di recuperare in parte i ritardi nella realizzazione dell'opera, dovuti ai ricorsi amministrativi, grazie alla semplificazione legata all'ottimizzazione progettuale e allo sfruttamento di facilities ed utilities presenti nella Raffineria di Gela, di acquisire tangibili benefici in termini di riduzione dell'impatto ambientale, grazie alla mancata realizzazione della piattaforma Prezioso K e del ponte di collegamento tra questa e l'esistente piattaforma Prezioso, di massimizzare le ricadute sull'economia e sull'occupazione locale, quale conseguenza delle nuove soluzioni tecniche adottate e, infine, consentire il recupero di aree della Raffineria già bonificate (attività in corso e che saranno concluse prima dell'avvio dei lavori) ed utili ad ospitare i nuovi impianti (fonte: [www.eni.com](http://www.eni.com)).

### **1.5 INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED AMBIENTALE**

Il progetto, per quanto concerne la parte onshore, sarà realizzato nel territorio del Comune di Gela, all'interno di un'area di estensione pari a circa 32.500 m<sup>2</sup> individuata all'estremo Sud dell'Area Industriale di Gela.

Dal punto di vista geografico, il territorio oggetto di studio si colloca nella zona Sud della Regione Sicilia, in un'area sostanzialmente pianeggiante che degrada leggermente verso il mare.

Nello specifico, l'area di progetto, inserita all'interno del perimetro della Raffineria di Gela e quindi in piena area industriale, risulta ubicata nella zona di congiunzione tra la fascia litoranea del Comune di Gela, caratterizzata da un paesaggio totalmente antropizzato, in quanto sede di uno dei maggiori poli estrattivi dell'Isola, e la fascia dei seminativi e delle carciofaie. Come anticipato precedentemente, seppur rientrando in area formalmente protetta (ZPS ed IBA), le attività si svolgeranno in un contesto fortemente antropizzato, ovvero un'area industriale priva di elementi di pregio e/o habitat prioritari.

È inoltre prevista la modifica del tracciato della sealine nel solo tratto terminale che va dalla Piattaforma Prezioso al pontile della Raffineria di Gela. La restante parte del tracciato offshore, dal manifold Cassiopea fino a Prezioso, non subisce modifiche rispetto alla soluzione progettuale già autorizzata. Anche in questo caso, non sono previste interferenze con aree tutelate e/o elementi di pregio.

### **1.6 LA VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI**

Dall'analisi riportata nello Studio Preliminare Ambientale e brevemente sintetizzata nei paragrafi precedenti, gli interventi di ottimizzazione risultano compatibili con le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto da realizzare, mettono in evidenza rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana, nonché con la situazione economica locale, sancita con il "Protocollo d'intesa per l'area di Gela" con il quale, oltre a ribadire il difficile scenario economico legato ai prodotti petroliferi, tutte le parti firmatarie (tra le quali la stessa Eni ed il Ministero dello Sviluppo Economico) convengono sul fatto che la realizzazione di nuove iniziative industriali sia necessaria a garantire un futuro all'area industriale di Gela.

In virtù delle caratteristiche stesse dell'opera, della temporaneità delle operazioni più rilevanti e della limitata influenza che i fattori di perturbazione possono indurre, le attività previste non determinano impatti rilevanti sulle caratteristiche naturali del territorio circostante.

Lo studio ha evidenziato l'assenza di impatti ambientali significativi per le nuove opere di progetto, in massima parte onshore, mentre ha mostrato una rilevante riduzione degli impatti ambientali per la parte offshore, dovuti alla mancata installazione, ed al seguente

 <p data-bbox="363 174 512 280">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 165 715 248">Data Dicembre 2016</p>	<p data-bbox="858 114 1177 143">Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p data-bbox="772 159 1262 259"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b></p> <p data-bbox="874 275 1158 304"><b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p data-bbox="1310 174 1412 248">Pagina 17 of 22</p>
---	---	---	--

esercizio ventennale, della piattaforma Prezioso K rispetto a quanto previsto nel progetto già approvato.

La seguente tabella riporta una sintesi delle principali differenze tra gli impatti generati dal progetto approvato e quelli dovuti al progetto di ottimizzazione.



**Tabella 1-3: Tabella di sintesi degli impatti ambientali previsti dal progetto approvato e dal progetto di ottimizzazione.**

Attività di progetto evitata	Nuova Attività di progetto	Perturbazione potenziale evitata	Nuova Perturbazione potenziale indotta	Note
<b>Fase di cantiere</b>				
Mancata Installazione della piattaforma Prezioso K (con relativa centrale trattamento gas)		Movimentazione dei sedimenti legata alle attività di battitura dei pali, con contemporanei fenomeni di seppellimento di organismi bentonici; Locale modifica delle caratteristiche fisiche del sedimento (granulometrie, e risospensione di sostanze eventualmente quiescenti nel sedimento); Effetti legati all'utilizzo di mezzi navali utilizzati durante l'installazione (alterazione delle caratteristiche chimico fisiche delle acque, interazioni con attività di pesca e navale, generazione di rumore).	-	Le attività di revamping della piattaforma già esistente (Prezioso) saranno significativamente più limitate rispetto a quelle previste per la realizzazione di una piattaforma completa ex novo (Prezioso K), richiederanno un numero minore di mezzi, minore durata dei lavori, minori emissioni e pertanto minori perturbazioni ed impatti.  Verrà evitato un significativo numero di viaggi da e verso la piattaforma, di fatto annullando le interferenze previste con le attività di pesca e con le rotte di navigazione
	Revamping della piattaforma esistente (Prezioso)	-	Effetti legati all'utilizzo di mezzi navali utilizzati durante il trasporto e l'installazione delle apparecchiature (alterazione delle caratteristiche chimico – fisiche delle acque, interazione con attività di pesca e navale, generazione di rumore).  Tale attività avrà una durata temporale estremamente ridotta e le navi rispetteranno tutte le indicazioni dettate dalla normativa di settore	
	Realizzazione della centrale di trattamento in terraferma in luogo della sola realizzazione della cameretta di misura fiscale	Dalla valutazione previsionale di impatto acustico svolta per la realizzazione della cameretta fiscale in area Green Stream erano emersi, seppur nel rispetto limiti legislativi applicabili, livelli di immissione significativi, soprattutto presso il confine di stabilimento, identificato come recettore R1, tali da indurre il MATTM a prescrivere l'installazione di barriere fonoassorbenti in fase di cantiere.	La realizzazione della centrale di trattamento gas in terraferma all'interno della Raffineria di Gela comporterà un aumento delle attività di cantiere. Tali attività genererà un ridotto aumento, limitato nel tempo, dei seguenti fattori potenziali di perturbazione:  Emissioni in atmosfera e generazione di rumore dovute alla presenza dei mezzi meccanici. Le attività di cantiere avranno una durata limitata, e saranno effettuate all'interno dell'area industriale della Raffineria di Gela e saranno comparabili alle normali emissioni delle attività già in corso attualmente nel sito (bonifica).  I risultati del modello di dispersione atmosferica hanno mostrato pieno rispetto dei limiti vigenti; in particolare per PM <sub>10</sub> e CO sono stati calcolati valori inferiori di 2 o 3 ordini di grandezza rispetto al limite previsto.  La valutazione previsionale di impatto acustico ha mostrato che, presso i recettori abitativi e non abitativi più prossimi all'area di intervento, il contributo dovuto alle attività di cantiere è nullo.  Modifiche morfologiche ed occupazione di suolo e produzione, stoccaggio e smaltimento dei rifiuti: vi saranno delle modifiche minori non significative della morfologia dell'area di progetto, che comunque già ora è un'area industriale sottoposta ad attività di scavo per la fase di bonifica dei terreni. Le aree di stoccaggio rifiuti verranno	La centrale di trattamento gas verrà realizzata all'interno di un'area industriale, esistente da diversi decenni.  Con particolare riferimento alla valutazione previsionale di impatto acustico, la stessa risulta migliorativa rispetto al progetto approvato, evidenziando un contributo nullo delle attività di progetto presso i recettori.



Attività di progetto evitata	Nuova Attività di progetto	Perturbazione potenziale evitata	Nuova Perturbazione potenziale indotta	Note
			<p>opportunamente impermeabilizzate, ed i rifiuti prodotti verranno smaltiti attraverso ditte autorizzate.</p> <p>Come detto in precedenza, oltre ad essere in area industriale, l'area su cui insisterà la centrale di trattamento è attualmente sottoposta ad attività di bonifica. Per tale motivo non è prevista la presenza, e quindi un futuro disturbo, di habitat e specie animali e vegetali di interesse e/o di pregio.</p> <p>Traffico indotto: si prevede un aumento temporaneo e limitato del numero dei mezzi necessari alla realizzazione dell'impianto. Si procederà con specifiche valutazioni in merito per definire i potenziali impatti e il migliore piano del traffico per poter garantire l'accettabilità degli stessi.</p>	
<p>Posa di 2 pipeline da 8" dal manifold del campo "Cassiopea" alla piattaforma "Prezioso K";</p> <p>Posa di una pipeline da 16" dalla piattaforma "Prezioso K" al punto di collegamento all'esistente tratto di linea di 32" denominato "spare shore approach (SSA)" del progetto Green Stream</p>	<p>Posa di una pipeline da 14" dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo in prossimità del pontile della Raffineria di Gela</p>	<p>Interazione fondale- sealine con movimentazione dei sedimenti;</p> <p>Alterazione della struttura della comunità bentonica;</p> <p>Emissione di inquinanti atmosferici;</p> <p>Effetti legati all'utilizzo di mezzi navali utilizzati durante la posa (alterazione delle caratteristiche chimico – fisiche delle acque, interazione con attività di pesca e navale, generazione di rumore);</p> <p>Effetti della presenza fisica delle sealine sulle attività di pesca e navale.</p>		<p>Pur trattandosi delle medesime tipologie di impatto, si stima che la posa di un'unica sealine da 14" ridurrà quanto meno i tempi di esecuzione delle attività, riducendo di conseguenza la durata dei potenziali impatti indotti.</p>
<b>Fase di esercizio</b>				
<p>Mancato Esercizio della piattaforma Prezioso K</p>		<p>Emissioni in atmosfera;</p> <p>Scarico in mare delle acque di raffreddamento;</p> <p>Scarichi in mare dei mezzi navali;</p> <p>Rilascio di metalli dalle strutture subacquee;</p> <p>Possibili sversamenti accidentali in mare aperto;</p> <p>Generazione di rumore;</p> <p>Aumento della luminosità notturna;</p> <p>Alterazione del paesaggio;</p> <p>Interazioni con le attività di pesca;</p> <p>Interazione con le rotte di navigazione.</p>		<p>Verrà evitata qualsiasi alterazione, anche locale e temporanea, delle caratteristiche dello specchio d'acqua nei pressi della piattaforma.</p> <p>Non realizzando la piattaforma viene eliminato il rischio di dispersione di contaminanti in mare dovuti a sversamenti accidentali.</p> <p>Non vi saranno rumore ed aumento di luminosità notturna che, anche in modo lieve, avrebbero potuto arrecare disturbo alle specie presenti.</p> <p>Vengono annullate le interferenze previste con le attività di pesca e con le rotte di navigazione.</p>



Attività di progetto evitata	Nuova Attività di progetto	Perturbazione potenziale evitata	Nuova Perturbazione potenziale indotta	Note
	Esercizio della centrale di trattamento in terraferma	-	<p>Emissioni in atmosfera: non si prevedono significative emissioni.</p> <p>I risultati ottenuti dalla modellizzazione delle ricadute al suolo dovute all'eventuale utilizzo della torcia di emergenza, stimato in un evento per anno, mostrano valori assolutamente limitati, talvolta di diversi ordini di grandezza inferiori ai limiti di legge e, nel punto specifico, inferiori ai valori di fondo misurati dalle centraline prossime alla Raffineria di Gela.</p> <p>Alterazione della qualità dei corpi idrici superficiali e sotterranei dovuta agli scarichi ed a potenziali sversamenti. Variazione delle caratteristiche qualitative di suolo e sottosuolo dovuta a potenziali sversamenti; Produzione, stoccaggio e smaltimento dei rifiuti.</p> <p>I reflui liquidi verranno inviati all'esistente impianto di trattamento di Raffineria. Le superfici di lavoro saranno impermeabilizzate e sono previsti sistemi di raccolta e bacini di contenimento, anche per quanto riguarda i rifiuti prodotti. Ciò rappresenterà una tutela anche per possibili impatti su suolo e sottosuolo.</p> <p>Generazione di rumore: la valutazione previsionale di impatto acustico ha mostrato che, presso i recettori più prossimi alla centrale di trattamento gas, abitativi e non, il contributo dovuto all'esercizio della centrale sarà nullo.</p> <p>Alterazione del paesaggio: stante la tipologia di impianto e la tipologia di ambiente in cui sarà installato non si prevedono alterazioni del paesaggio, come mostrato nella relazione di foto inserimento.</p> <p>Nell'area di Raffineria non risultano presenti specie animali e/o vegetali di interesse o di pregio e, più in generale non è segnalata la presenza di specie che non siano già adattate a realtà fortemente antropizzate.</p>	<p>La realizzazione della Centrale all'interno della Raffineria permetterà di utilizzare le strutture e gli impianti già esistenti, evitando la costruzione di nuovi impianti e/o scarichi come invece previsto dal progetto già approvato. Il nuovo assetto progettuale permetterà quindi di diminuire gli impatti potenziali anche durante la fase di esercizio.</p> <p>Con particolare riferimento alla valutazione previsionale di impatto acustico, la stessa risulta migliorativa rispetto al progetto approvato, evidenziando un contributo nullo delle attività di progetto presso i recettori.</p>

 <p data-bbox="363 181 512 277">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="596 170 715 250">Date Dicembre 2016</p>	<p data-bbox="858 116 1177 143">Doc. SIME_AMB_01_18</p> <p data-bbox="772 163 1262 304"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Sintesi non tecnica</b></p>	<p data-bbox="1310 174 1412 246">Page 21 of 22</p>
---	---	---	--

Sia per la parte onshore che per quella offshore, la tipologia di impatto generato sui vari comparti considerati risulta rientrare principalmente in *Classe I*, ovvero in una classe ad impatto ambientale trascurabile, indicativa di un'interferenza localizzata e di lieve entità, i cui effetti sono considerati completamente reversibili.

In conclusione, sulla base delle informazioni reperite e riportate nel presente documento, e delle valutazioni effettuate, le opere in progetto non comportano impatti rilevanti né per l'ambiente, né per l'uomo e comporteranno una diminuzione dei potenziali impatti rispetto al progetto già approvato.

Tutte le attività previste saranno condotte da Eni S.p.A. sulla base dell'esperienza maturata relativamente al corretto sfruttamento delle risorse minerarie, nel massimo rispetto e tutela dell'ambiente e del territorio.

 <p>Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p>Date febbraio 2020</p>	<p><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p>Page 91 of 213</p>
--	-----------------------------------	--	-------------------------------

## **ALLEGATO 3**

**Campi di Argo e Cassiopea: studio di subsidenza Management  
Summary. Eni 24/03/2016**



eni s.p.a.

DEPARTMENT

TERA

DOCUMENTO #

01/2016

# Campi di Argo e Cassiopea: studio di subsidenza Management Summary

## LISTA DI DISTRIBUZIONE:

GPM (Att.ne Simone Alquati)

## COPIA CONOSCENZA:

GEOD/CS

GEOES/CS

TERA

## AUTORI

F. Bottazzi	TENC

Data: 24/03/2016

0	Rapporto Finale	M. C. Dacome	D. Casini Ropa
		S. Mantica	A. Tiani
<b>AGGIORNAMENTI</b>		<b>CONTROLLATO DA</b>	<b>APPROVATO DA</b>



## Indice

Indice.....	2
1 Introduzione .....	3
2 Modello geomeccanico agli Elementi Finiti .....	4
2.1 Approccio metodologico.....	4
2.2 Geometria del modello.....	4
2.3 Proprietà dei materiali .....	7
2.3.1 Stress verticale .....	7
2.3.2 Compressibilità uniassiale.....	8
2.4 Inizializzazione .....	18
2.4.1 Stato tensionale iniziale .....	18
2.5 Storia di pressione.....	18
3 Risultati delle simulazioni.....	19
4 Effetti della iniezione di CO2 sulla subsidenza .....	29
Bibliografia .....	32

## 1 Introduzione

Il presente rapporto illustra i risultati dello studio geomeccanico relativo ai campi di Argo e Cassiopea, situati nell'offshore siciliano, approssimativamente 18 km a Sud della costa meridionale dell'isola. In Figura 1 è illustrata la posizione dei campi rispetto alla costa.

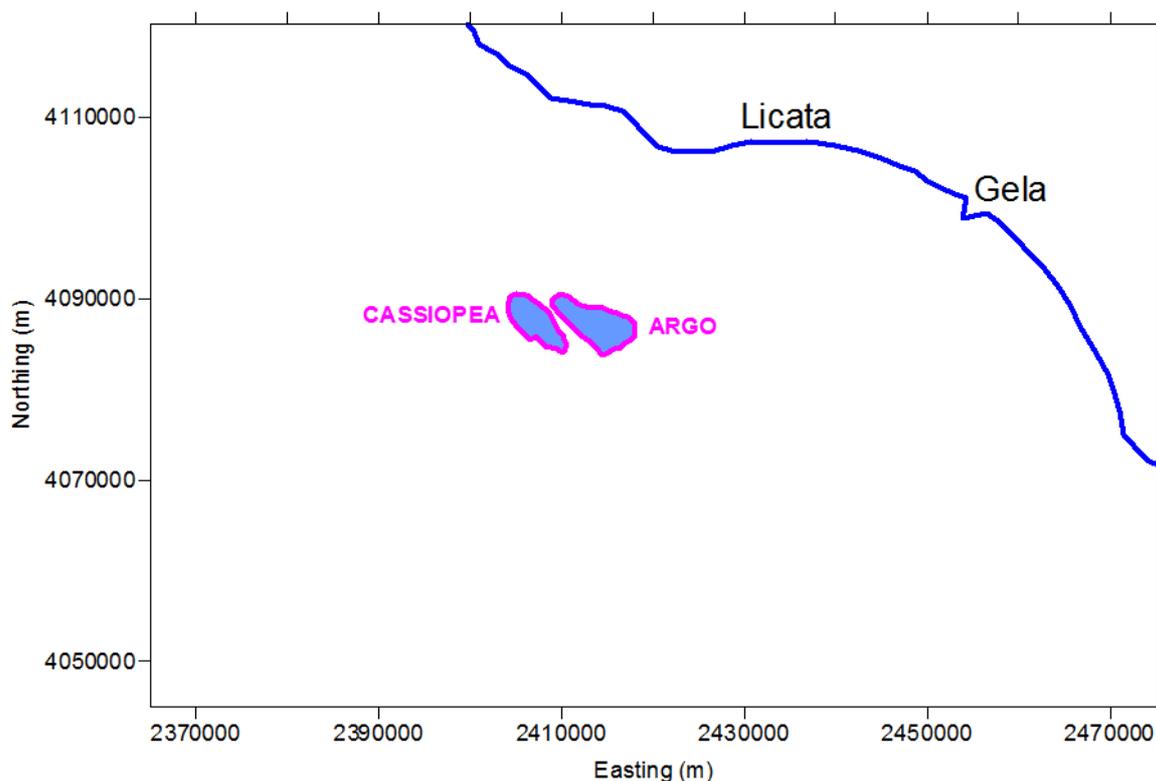


Figura 1 – Ubicazione dei campi di Argo e Cassiopea.

La valutazione di subsidenza attesa è stata effettuata da Isamgeo Engineering GmbH tramite l'applicazione del modello poro-elasto-plastico ad elementi finiti proprietario. Le informazioni relative alla geometria dei due giacimenti, le proprietà petrofisiche e l'evoluzione delle pressioni sono state ottenute dallo studio fluido-dinamico di giacimento realizzato da Eni S.p.A. con il codice di calcolo Eclipse [1]. È importante sottolineare come i modelli (fluido-dinamico e geomeccanico) su cui si basa il presente studio comprendano entrambi i campi, al fine di considerare gli eventuali effetti di interazione idraulica e meccanica tra i due giacimenti.

L'inizio della produzione per i due giacimenti è prevista per il 2018, il termine della produzione è invece previsto per il 2036. Le simulazioni sono state inoltre protratte per circa 30 anni dopo la chiusura dei campi in modo da considerare la propagazione del disturbo di pressione negli acquiferi connessi alla zona mineralizzata.

In particolare sono stati analizzati due scenari di produzione. Il primo, di riferimento, è denominato DONOTHING, mentre nel secondo, denominato CO<sub>2</sub>\_INJECTION, viene valutato l'effetto della iniezione di CO<sub>2</sub> nel campo di Argo [2]. Sono state inoltre eseguite una serie di sensitivities sulle compressibilità della roccia basati sulla correlazione regionale [3] come descritto in §2.3.2. In totale

sono perciò stati analizzati 6 scenari dinamici a cui corrispondono 6 scenari del modello geomeccanico.

## 2 Modello geomeccanico agli Elementi Finiti

### 2.1 Approccio metodologico

Lo studio geomeccanico di subsidenza di Argo e Cassiopea [4] è stato realizzato da ISAMGEO Engineering GmbH utilizzando il codice proprietario ad Elementi Finiti (FE) Isamgeo. La costruzione del modello è stata basata sui seguenti dati:

- modello geologico dei due campi, esteso in misura tale da descrivere interamente non solo le zone mineralizzate ma anche gli acquiferi ad esse idraulicamente connessi.
- dettagliata descrizione della geometria e geologia dei "livelli mineralizzati + acquiferi connessi", riprodotta con accuratezza dalla maglia di calcolo numerica.
- distribuzione di pressione nei "livelli mineralizzati + acquiferi connessi", calcolata con il modello fluidodinamico 3D Eclipse. Lo studio fluido-dinamico di giacimento è stato comunque protrato (a pozzi chiusi) fino a circa 30 anni dopo la fine della produzione in modo da considerare l'effetto dell'evoluzione della pressione nelle regioni mineralizzate e negli acquiferi dopo la fine della produzione.
- proprietà meccaniche della roccia descritte con una legge costitutiva del tipo Cam Clay Modificato, che tiene conto non solo della variazione della compressibilità uniassiale ( $c_m$ ) con lo stress efficace, ma modella accuratamente anche gli eventuali fenomeni di espansione dei sedimenti soggetti a ripressurizzazione.
- calcolo della compattazione dei "livelli mineralizzati + acquiferi connessi" fatto sulla base dello spessore gross degli stessi e della più aggiornata stima della compressibilità uniassiale ottenuta da misure in situ effettuate nei pozzi equipaggiati con markers nell'offshore adriatico.

### 2.2 Geometria del modello

Il modello del giacimento di Argo e Cassiopea, realizzato tramite il software Eclipse, rappresenta completamente la zona mineralizzata e gli acquiferi laterali. La griglia di calcolo si compone di  $301 \times 136 \times 89$  celle in direzione I, J, K rispettivamente, per un totale di 3.6 milioni di celle, di cui oltre 1.7 milioni attive e interessa un'area di circa  $70 \times 45 \text{ km}^2$ .

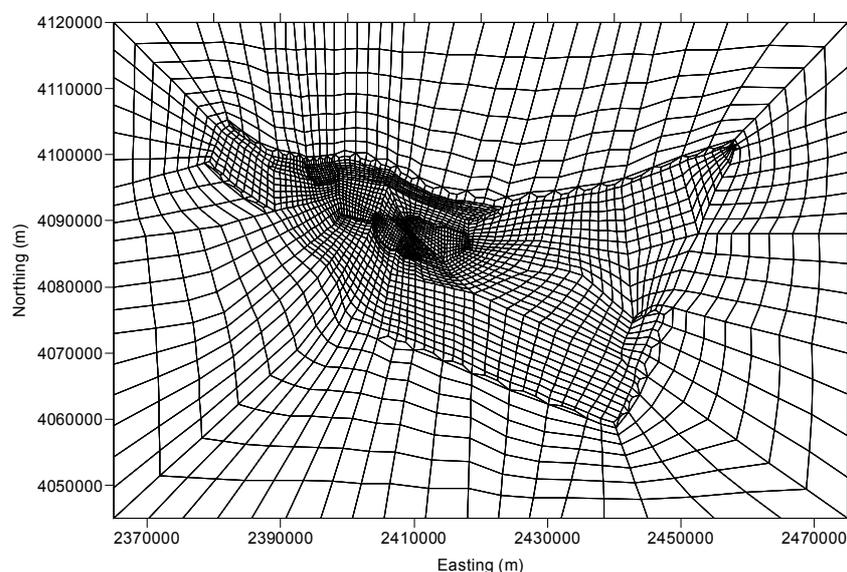
La geometria del sistema sopra descritta è l'elemento sulla cui base è stata costruita la mesh di calcolo del modello geomeccanico ad elementi finiti per la valutazione della subsidenza. In particolare risulta necessario avere una mesh tale da:

- rappresentare adeguatamente la distribuzione di pressione all'interno di ogni livello permeabile in cui l'estrazione di gas è simulata con Eclipse. La discretizzazione adottata nel

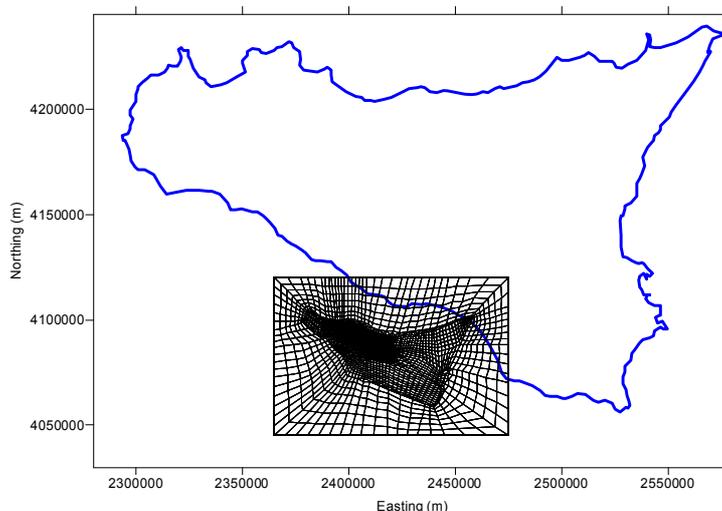
modello Eclipse è effettuata con celle che nella parte centrale hanno dimensione pari a 100 m;

- onorare la distribuzione delle zone mineralizzate come descritte dai contatti gas-acqua;
- estendere la zona modellata dal punto di vista geomeccanico in una certa misura al di là del perimetro del modello fluido-dinamico, perché le condizioni al contorno non influenzino i risultati delle simulazioni.

La mesh 3D è stata quindi generata a partire da una mesh 2D proiettata verticalmente per descrivere i livelli del giacimento, overburden ed underburden. Tutti questi livelli sono stati creati a partire dalla grid stessa del modello Eclipse. La mesh 2D utilizzata è rappresentata Figura 2. L'estensione complessiva della mesh è messa in relazione con la linea costiera della Sicilia in Figura 3.



**Figura 2 – Visione in pianta della mesh di calcolo utilizzata nel modello Isamgeo per i campi di Argo e Cassiopea. Ogni elemento rappresentato ha in pianta otto nodi, di cui uno ad ogni vertice ed uno a metà di ogni lato, per cui la discretizzazione effettiva è più fitta di quanto visibile in figura.**

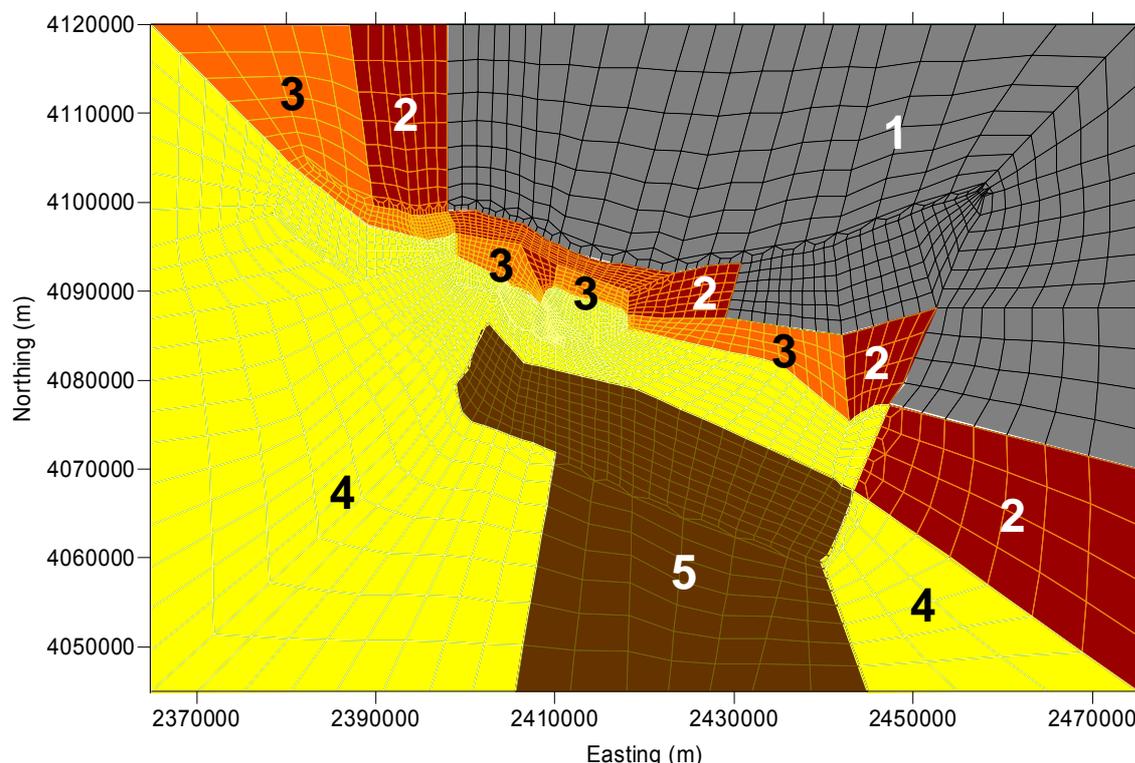


**Figura 3 – Visione in pianta della mesh di calcolo utilizzata nel modello Isamgeo per i campi di Argo e Cassiopea messa in relazione con la linea costiera della Sicilia.**

La presenza di un fondo mare con profondità notevole e molto variabile comporta importanti conseguenze sia sull’inizializzazione del modello in termini di condizioni di stress efficace prima della produzione e, conseguentemente, sulle proprietà dei materiali. Adottando un approccio simile a quello adottato per il calcolo della compressibilità dei pori nel modello Eclipse, sono state definite cinque zone areali corrispondenti ai valori medi della profondità del fondo mare ( $z_{fm}$ ), come riportata in Tabella 1. Per ciascuna zona è stata determinata una profondità di riferimento del fondo mare che è stata quindi utilizzata per il calcolo dello stress efficace verticale in quella zona, e quindi per l’inizializzazione dello stato di stress e per il calcolo dei corrispondenti parametri geomeccanici. La distribuzione areale delle cinque zone, così come implementate nella mesh ad elementi finiti, è illustrata in Figura 4.

**Tabella 1 – Definizione delle 5 zone areali della mesh ad elementi finiti sulla base della profondità del fondo mare e corrispondente profondità di riferimento per il fondo mare**

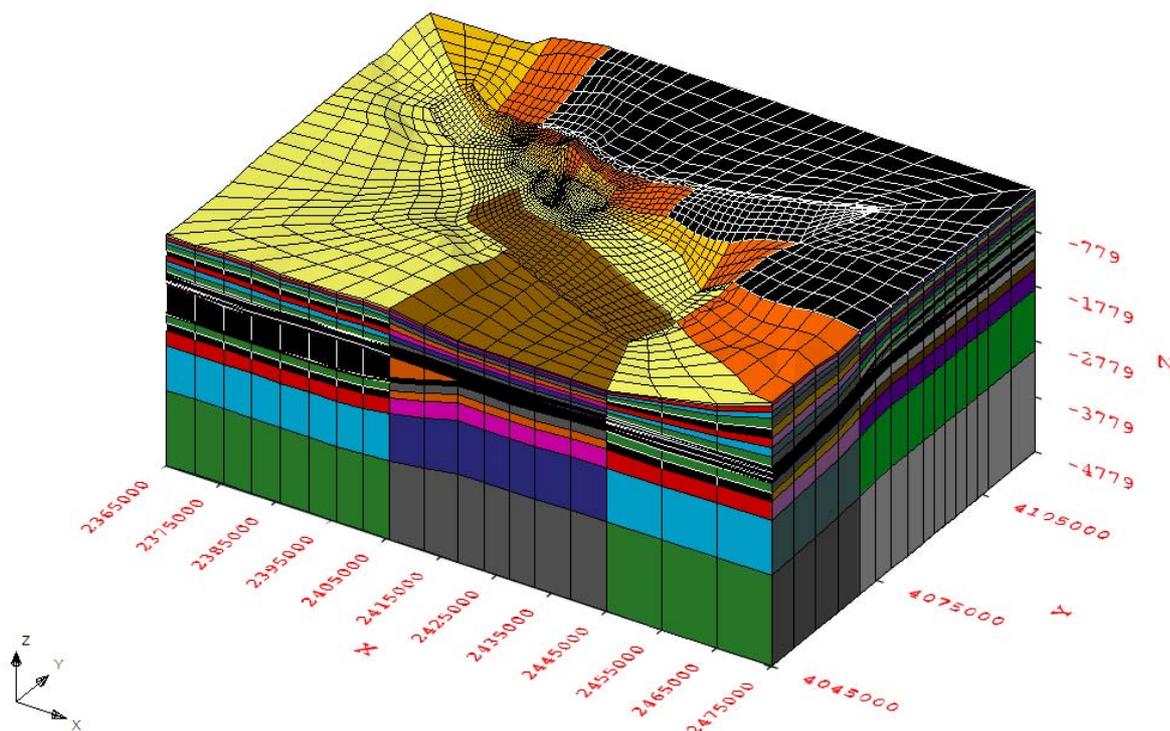
Profondità del fondo mare ( $z_{fm}$ ) in m	Zona	Profondità di riferimento del fondo mare in m della zona per il calcolo dello stress efficace
$0 \leq z_{fm} < 200$	1	100
$200 \leq z_{fm} < 400$	2	300
$400 \leq z_{fm} < 550$	3	475
$550 \leq z_{fm} < 700$	4	625
$700 \leq z_{fm} < 850$	5	775



**Figura 4 – Visione in pianta della mesh di calcolo utilizzata nel modello Isamgeo per i campi di Argo e Cassiopea. Sono evidenziate su questa mappa le 5 regioni definite sulla base della profondità media del fondo mare sovrastante le rispettive zone.**

La mesh 3D, illustrata in Figura 5, si compone di una fittissima discretizzazione ad elementi finiti del sottosuolo fino a 4780 m di profondità realizzata con una mesh 3D di 309300 elementi a 16 o 20 nodi distribuiti su un totale di 100 strati – tra produttivi, strati di separazione, overburden ed

underburden - di 3093 elementi ciascuno). Il numero totale di nodi è pari a 986747. Gli 88 livelli del reservoir, tra produttivi e interlayer, sono discretizzati in elementi a 16 nodi (quadratici in direzione x e y e lineari in direzione z – verticale) mentre overburden ed underburden sono discretizzati con elementi a 20 nodi. Il problema numerico da risolvere ammonta ad un totale di 2960241 gradi di libertà, di cui 83052 sono fissati dalle condizioni al contorno. La copertura (overburden) è discretizzata in 8 strati, mentre la base del modello (underburden) è composta di 4 strati. Per ogni livello sono stati definiti 5 diversi materiali, ciascuno relativo ad una delle zone definite in Figura 4 sulla base della profondità media del fondo mare.



**Figura 5 – Mesh di calcolo ad elementi finiti utilizzata nel modello Isamgeo per il complesso dell’offshore meridionale Siciliano. La scala verticale della rappresentazione è pari a 10 volte quella orizzontale. I diversi colori si riferiscono ai diversi materiali introdotti per riprodurre la definizione delle 5 zone di profondità del fondo mare.**

## 2.3 Proprietà dei materiali

### 2.3.1 Stress verticale

L’andamento dello sforzo totale verticale in funzione della profondità è stato calcolato sulla base dei density log disponibili per la regione di interesse. In particolare la densità  $\rho$ , derivata dai density log dei pozzi Argo1 e Cassiopea 1DIR, risulta pari a:

$$\rho(z) = 1.4484 z_{sgl}^{0.0555} \tag{1a}$$

e quindi lo stress verticale totale risulta:

$$\sigma_{v,tot}(z) = 0.10143 z_{fm} + 0.134617 \cdot (z - z_{fm})^{1.0555} \quad (1b)$$

ove  $z$  è la profondità (TVDSS) dal livello del mare, mentre  $z_{fm}$  è la profondità del fondo mare (entrambe in metri), e  $\sigma_{v,tot}$  è lo stress totale verticale espresso in bar.

### 2.3.2 Compressibilità uniassiale

Il parametro geomeccanico chiave nelle simulazioni di subsidenza è la compressibilità uniassiale  $c_m$  del materiale. E' oggi comunemente accettato [5] che i valori più attendibili di questo parametro, generalmente funzione non lineare dello stress efficace, siano quelli ottenuti dalle misure in situ tramite markers.

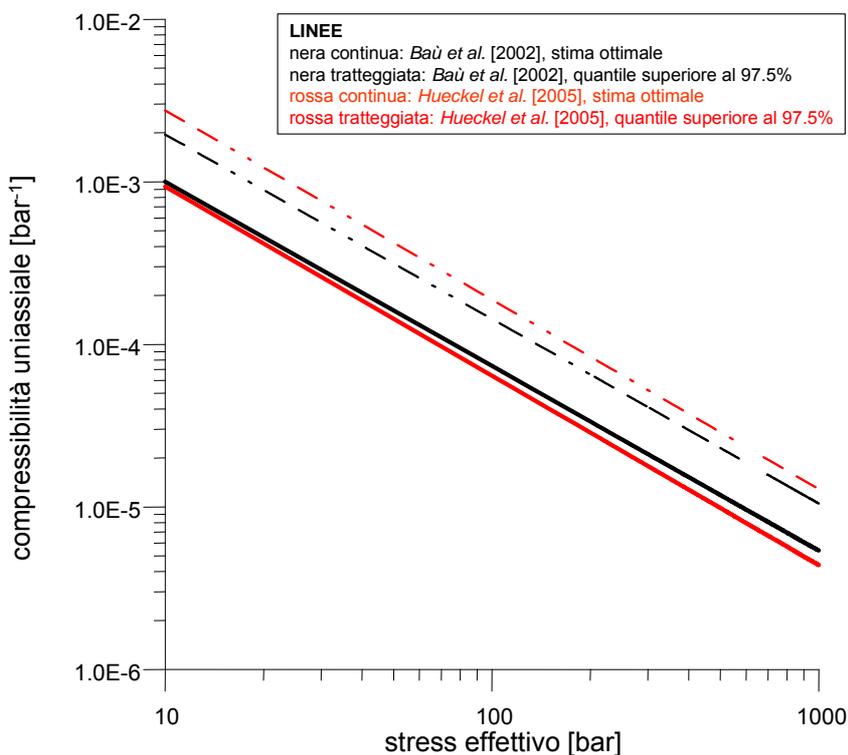
In assenza di dati specifici per Argo e Cassiopea (non ancora in produzione) e per la regione limitrofa, si è utilizzata per la stima della compressibilità una correlazione regionale basata sul più ampio dataset possibile e relativa alle formazioni del Nord Adriatico, effettuando inoltre un'analisi parametrica considerando uno scenario medio, massimo e minimo. In particolare, la relazione tra  $c_m$  e tensione verticale efficace  $\sigma'_v$  impiegata è quella proposta da *Hueckel et al.* [3] e riportata in Figura 6, dove sono riportate la miglior stima:

$$c_m = 0.01367 \cdot (\sigma'_v)^{-1.16434}$$

ed il quantile al 97.5%. Nella precedente relazione  $\sigma'_v$  è la tensione efficace verticale espressa in bar e  $c_m$  è il coefficiente di compressibilità edometrica espresso in  $\text{bar}^{-1}$ . Sempre in Figura 6 essa è messa a confronto con quella di *Baù et al.* [5]: si può osservare come le due risultino molto simili. La tensione verticale efficace è stata calcolata tramite:

$$\sigma'_v = \sigma_v - p$$

dove  $\sigma_v$  è la tensione verticale totale e  $p$  la pressione dei pori. Quest'ultima è stata estratta dallo studio fluido-dinamico alla profondità di riferimento, mentre la tensione verticale totale  $\sigma_v$  è stata calcolata come descritto nel §2.3.1.



**Figura 6 – Correlazione tra compressibilità uniassiale  $c_m$  e stress efficace *in situ*, derivata da misure su marker nei campi a gas del bacino nord adriatico (da [3]).**

Si segnala che studi successivi [6] hanno evidenziato come sia la correlazione di Baù *et al.* [5] sia quella di Hueckel *et al.* [3] tendano a sottostimare la compressibilità uniassiale dei sedimenti posti a meno di 1500 m di profondità. Per tener conto di ciò, ovvero per profondità inferiori a 1500 m, Ferronato *et al.* [6] hanno proposto che, in via cautelativa, il valore di  $c_m$  ottenuto dalle precedenti correlazioni sia moltiplicato per 2:

$$c_m = \begin{cases} 2 \cdot 0.01367 \cdot (\sigma'_v)^{-1.16434} & z < 1500m \\ 0.01367 \cdot (\sigma'_v)^{-1.16434} & z \geq 1500m \end{cases}$$

La relazione sopra descritta è stata utilizzata per costruire lo scenario di riferimento nel presente studio.

In accordo con le stime regionali di compressibilità in funzione dello stress verticale efficace, sono stati anche definiti i limiti superiore ed inferiore da utilizzare nell'analisi parametrica. In particolare, sono stati definiti due ulteriori scenari di compressibilità : il quantile superiore o “*upper scenario*”; il quantile inferiore o “*lower scenario*”:

$$c_m^{upper} = 0.01367 \cdot (\sigma'_v)^{-1.16434} \cdot 10^{0.467}$$

$$c_m^{lower} = 0.01367 \cdot (\sigma'_v)^{-1.16434} \cdot 10^{-0.467}$$

I campi di pressione del modello Eclipse sono stati stimati utilizzando compressibilità dei pori coerenti con il modello geomeccanico.

Da Tabella 2 a Tabella 5 sono riportati i valori di profondità media, tensione verticale totale  $\sigma_v$ , pressione dei pori iniziale  $p$ , tensione verticale efficace  $\sigma'_v$ , coefficiente di Poisson  $\nu$ , compressibilità uniassiale  $c_m$ , adottati livello per livello nei differenti scenari analizzati per le varie zone del modello geomeccanico.

**Tabella 2 – Proprietà assegnate, regione per regione, nei diversi scenari analizzati per la zona 1 del modello geomeccanico.**

Strato	ISAMGEO layer	$z$ media [m]	$\sigma_v$ [bar]	$p$ [bar]	$\sigma'_v$ [bar]	$\nu$ -	$c_m$ "lower" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "med" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "upper" [bar <sup>-1</sup> ]
Overburden	1	105.5	10.89	10.70	0.19	0.33	6.75E-04	6.75E-04	6.75E-04
Overburden	2	166.9	21.01	16.92	4.08	0.33	5.62E-04	5.62E-04	5.62E-04
Overburden	3	248.7	35.68	30.28	5.41	0.33	6.54E-04	3.83E-03	5.62E-03
Overburden	4	351.0	54.85	40.23	14.62	0.33	2.05E-04	1.20E-03	1.76E-03
Overburden	5	473.7	78.59	51.11	27.48	0.33	9.85E-05	5.77E-04	8.46E-04
Overburden	6	596.4	102.89	61.52	41.37	0.33	6.11E-05	3.58E-04	5.25E-04
Overburden	7	719.2	127.61	72.16	55.45	0.33	4.35E-05	2.55E-04	3.73E-04
Overburden	8	841.9	152.68	83.77	68.91	0.33	3.38E-05	1.98E-04	2.90E-04
2_a	9	911.2	166.95	91.02	75.93	0.33	3.02E-05	1.77E-04	2.59E-04
3_I	10	923.2	169.45	92.35	77.10	0.33	2.96E-05	1.74E-04	2.54E-04
4_I1	11	933.6	171.60	93.51	78.09	0.33	2.92E-05	1.71E-04	2.51E-04
5_A4_1	12	946.7	174.32	95.00	79.32	0.33	2.87E-05	1.68E-04	2.46E-04
6_A14_2	13	956.0	176.24	96.06	80.17	0.33	2.83E-05	1.66E-04	2.43E-04
7_B1_1	14	962.2	177.52	96.78	80.74	0.33	2.81E-05	1.65E-04	2.41E-04
8_B4	15	967.0	178.53	97.35	81.18	0.33	2.79E-05	1.64E-04	2.40E-04
9_B6	16	975.9	180.37	98.40	81.97	0.33	2.76E-05	1.62E-04	2.37E-04
10_C	17	988.5	183.00	99.92	83.08	0.33	2.72E-05	1.59E-04	2.33E-04
11_D	18	996.4	184.64	100.88	83.76	0.33	2.69E-05	1.58E-04	2.31E-04
12_D8_1	19	1007.9	187.04	102.30	84.74	0.33	2.65E-05	1.56E-04	2.28E-04
13_E2_reg	20	1029.5	191.54	105.03	86.51	0.33	2.59E-05	1.52E-04	2.23E-04
14_E8	21	1046.4	195.08	107.23	87.84	0.33	2.54E-05	1.49E-04	2.19E-04
15_F2_reg	22	1052.6	196.36	108.04	88.32	0.33	2.53E-05	1.48E-04	2.17E-04
16_F5	23	1059.3	197.76	108.94	88.82	0.33	2.51E-05	1.47E-04	2.16E-04
17_F18	24	1065.0	198.96	109.71	89.25	0.33	2.50E-05	1.46E-04	2.15E-04
18_F17_reg	25	1071.4	200.30	110.58	89.72	0.33	2.48E-05	1.46E-04	2.13E-04
19_F17_reg1	26	1080.5	202.20	111.83	90.37	0.33	2.46E-05	1.44E-04	2.11E-04
20_H1_reg	27	1088.2	203.81	112.90	90.91	0.33	2.44E-05	1.43E-04	2.10E-04
21_H2	28	1093.3	204.89	113.62	91.27	0.33	2.43E-05	1.43E-04	2.09E-04
22_H2k2_reg	29	1120.2	210.54	117.49	93.04	0.33	2.38E-05	1.40E-04	2.04E-04
23_SHALE	30	1146.6	216.08	121.45	94.64	0.33	2.33E-05	1.37E-04	2.00E-04
24_H2t	31	1149.7	216.74	121.93	94.82	0.33	2.33E-05	1.36E-04	2.00E-04
25_H3g	32	1156.5	218.16	122.97	95.19	0.33	2.32E-05	1.36E-04	1.99E-04
26_H5	33	1166.8	220.35	124.59	95.76	0.33	2.30E-05	1.35E-04	1.98E-04
27_SHALE	34	1173.6	221.78	125.66	96.11	0.33	2.29E-05	1.34E-04	1.97E-04
28_H5h	35	1176.7	222.42	126.15	96.27	0.33	2.29E-05	1.34E-04	1.96E-04
29_H5o	36	1182.5	223.66	127.10	96.56	0.33	2.28E-05	1.34E-04	1.96E-04
30_H6d	37	1188.7	224.96	128.10	96.87	0.33	2.27E-05	1.33E-04	1.95E-04
31_H6d_reg	38	1206.3	228.67	131.00	97.67	0.33	2.25E-05	1.32E-04	1.93E-04
32_H7i_reg	39	1228.7	233.41	134.81	98.60	0.33	2.22E-05	1.30E-04	1.91E-04



33_H8g_ARGO_DEEP	40	1238.9	235.56	136.59	98.97	0.33	2.21E-05	1.30E-04	1.90E-04
34_H8t	41	1243.4	236.53	137.39	99.13	0.33	2.21E-05	1.30E-04	1.90E-04
35_H8aa4_reg	42	1246.0	237.06	137.84	99.22	0.33	2.21E-05	1.29E-04	1.90E-04
36_H8aa6	43	1247.7	237.43	138.15	99.28	0.33	2.21E-05	1.29E-04	1.90E-04
37_H8ae1_reg	44	1249.6	237.83	138.49	99.34	0.33	2.21E-05	1.29E-04	1.89E-04
38_H9d_reg	45	1251.9	238.31	138.90	99.42	0.33	2.20E-05	1.29E-04	1.89E-04
39_H9f2	46	1254.7	238.91	139.40	99.51	0.33	2.20E-05	1.29E-04	1.89E-04
40_H10f2	47	1257.2	239.45	139.86	99.59	0.33	2.20E-05	1.29E-04	1.89E-04
41_H10i	48	1260.9	240.22	140.52	99.70	0.33	2.20E-05	1.29E-04	1.89E-04
42_H11q	49	1264.6	241.01	141.20	99.81	0.33	2.19E-05	1.29E-04	1.88E-04
43_H11t1	50	1270.9	242.36	142.37	99.99	0.33	2.19E-05	1.28E-04	1.88E-04
44_13A++_I_REGIONAL	51	1277.1	243.67	143.51	100.15	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.88E-04
45_Ib	52	1278.9	244.04	143.85	100.20	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.88E-04
46_I_f1	53	1280.7	244.42	144.18	100.24	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
47_I_f3	54	1282.5	244.81	144.52	100.29	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
48_I_h3	55	1284.6	245.26	144.92	100.34	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
49_I_j1	56	1286.8	245.72	145.33	100.39	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
50_I_m	57	1289.0	246.20	145.76	100.44	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
51_BASE_ARGO_DEEP	58	1296.7	247.83	147.22	100.61	0.33	2.17E-05	1.27E-04	1.87E-04
52_I1	59	1304.9	249.57	148.81	100.76	0.33	2.17E-05	1.27E-04	1.86E-04
53_I1a	60	1307.9	250.22	149.40	100.82	0.33	2.17E-05	1.27E-04	1.86E-04
54_I1f1	61	1311.9	251.05	153.29	97.76	0.33	2.25E-05	1.32E-04	1.93E-04
55_I1i	62	1315.4	251.80	153.90	97.91	0.33	2.24E-05	1.31E-04	1.93E-04
56_I1i_reg	63	1319.0	252.57	154.51	98.05	0.33	2.24E-05	1.31E-04	1.92E-04
57_+A++_3	64	1342.5	257.58	158.54	99.04	0.33	2.21E-05	1.30E-04	1.90E-04
58_SHALE	65	1366.7	262.73	162.64	100.09	0.33	2.19E-05	1.28E-04	1.88E-04
59_+A++_6	66	1371.2	263.69	163.41	100.29	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
60_+A++_6_bot	67	1375.9	264.69	164.19	100.50	0.33	2.18E-05	1.28E-04	1.87E-04
61_IRENE_J_6dA+	68	1382.4	266.09	165.29	100.79	0.33	2.17E-05	1.27E-04	1.86E-04
62_+A+_2	69	1388.2	267.33	166.27	101.06	0.33	2.16E-05	1.27E-04	1.86E-04
63_I_m	70	1393.3	268.41	167.11	101.29	0.33	2.16E-05	1.26E-04	1.85E-04
64_I_p	71	1398.7	269.57	168.03	101.54	0.33	2.15E-05	1.26E-04	1.85E-04
65_I_z	72	1403.6	270.61	168.84	101.77	0.33	2.14E-05	1.26E-04	1.84E-04
66_I_ab	73	1411.5	272.30	170.15	102.15	0.33	2.13E-05	1.25E-04	1.83E-04
67_I_11	74	1421.4	274.41	171.79	102.62	0.33	2.12E-05	1.24E-04	1.82E-04
68_I_2b	75	1446.3	279.74	175.90	103.84	0.33	2.09E-05	1.23E-04	1.80E-04
69_SHALE	76	1496.1	290.41	184.00	106.41	0.33	2.04E-05	1.19E-04	1.75E-04
70_16_B	77	1529.5	297.60	189.36	108.24	0.33	2.00E-05	5.85E-05	1.71E-04
71_+B_2	78	1538.2	299.48	190.75	108.73	0.33	1.99E-05	5.82E-05	1.71E-04
72_SHALE	79	1544.8	300.90	191.79	109.10	0.33	1.98E-05	5.79E-05	1.70E-04
73_17_C_9d	80	1551.9	302.41	192.91	109.51	0.33	1.97E-05	5.77E-05	1.69E-04
74_+Cb_2	81	1561.3	304.45	194.40	110.05	0.33	1.96E-05	5.74E-05	1.68E-04
75_SHALE	82	1570.7	306.47	195.87	110.60	0.33	1.95E-05	5.70E-05	1.67E-04
76_+Cb_4	83	1579.0	308.26	197.17	111.09	0.33	1.94E-05	5.67E-05	1.66E-04
77_SHALE	84	1589.5	310.52	198.81	111.71	0.33	1.92E-05	5.64E-05	1.65E-04
78_18_D_10d	85	1599.4	312.66	200.35	112.31	0.33	1.91E-05	5.60E-05	1.64E-04
79_SHALE	86	1609.9	314.92	201.97	112.95	0.33	1.90E-05	5.57E-05	1.63E-04
80_+D_9	87	1621.7	317.47	203.79	113.68	0.33	1.88E-05	5.52E-05	1.62E-04
81_SHALE	88	1644.8	322.46	207.33	115.13	0.33	1.86E-05	5.44E-05	1.60E-04
82_+E_1	89	1684.9	331.14	213.40	117.75	0.33	1.81E-05	5.30E-05	1.55E-04
83_SHALE	90	1714.3	337.52	217.79	119.73	0.33	1.77E-05	5.20E-05	1.52E-04
84_+F_1	91	1728.6	340.62	219.90	120.72	0.33	1.76E-05	5.15E-05	1.51E-04
85_SHALE	92	1740.5	343.22	221.66	121.56	0.33	1.74E-05	5.11E-05	1.50E-04

86+_G1	93	1755.3	346.43	223.82	122.61	0.33	1.73E-05	5.06E-05	1.48E-04
87_SHALE	94	1776.3	351.00	226.88	124.12	0.33	1.70E-05	4.99E-05	1.46E-04
88_+H	95	1791.5	354.29	229.06	125.23	0.33	1.68E-05	4.94E-05	1.45E-04
89_SHALE	96	1894.5	376.76	243.56	133.20	0.33	1.57E-05	4.59E-05	1.35E-04
Underburden	97	2093.5	420.40	269.78	150.63	0.33	1.36E-05	3.98E-05	1.17E-04
Underburden	98	2392.0	486.43	304.70	181.72	0.33	1.09E-05	3.20E-05	9.38E-05
Underburden	99	3187.8	665.26	372.03	293.23	0.33	6.25E-06	1.83E-05	5.37E-05
Underburden	100	3991.5	849.17	401.93	447.25	0.33	3.83E-06	1.12E-05	3.22E-05

**Tabella 3 – Proprietà assegnate, regione per regione, nei diversi scenari analizzati per la zona 2 del modello geomeccanico.**

Strato	ISAMGEO layer	z media [m]	$\sigma_v$ [bar]	p [bar]	$\sigma'_v$ [bar]	$\nu$ -	$c_m$ "lower" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "med" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "upper" [bar <sup>-1</sup> ]
Overburden	1	337.4	36.27	34.23	2.05	0.33	6.75E-04	6.75E-04	6.75E-04
Overburden	2	408.3	48.62	41.41	7.21	0.33	5.62E-04	5.62E-04	5.62E-04
Overburden	3	502.7	66.01	53.59	12.42	0.33	2.48E-04	1.45E-03	2.13E-03
Overburden	4	620.8	88.56	63.58	24.98	0.33	1.10E-04	6.45E-04	9.45E-04
Overburden	5	762.4	116.39	76.10	40.29	0.33	6.31E-05	3.70E-04	5.42E-04
Overburden	6	904.1	144.83	90.25	54.58	0.33	4.43E-05	2.60E-04	3.80E-04
Overburden	7	1045.7	173.74	107.14	66.61	0.33	3.51E-05	2.06E-04	3.02E-04
Overburden	8	1187.4	203.04	127.88	75.17	0.33	3.05E-05	1.79E-04	2.62E-04
2_a	9	1267.9	219.85	141.81	78.04	0.33	2.92E-05	1.71E-04	2.51E-04
3_I	10	1280.7	222.53	144.18	78.35	0.33	2.91E-05	1.70E-04	2.50E-04
4_I1	11	1289.6	224.41	145.87	78.53	0.33	2.90E-05	1.70E-04	2.49E-04
5_A4_1	12	1300.9	226.76	148.02	78.74	0.33	2.89E-05	1.69E-04	2.48E-04
6_A14_2	13	1309.6	228.60	149.73	78.87	0.33	2.88E-05	1.69E-04	2.48E-04
7_B1_1	14	1317.1	230.16	154.18	75.98	0.33	3.01E-05	1.77E-04	2.59E-04
8_B4	15	1322.2	231.24	155.06	76.17	0.33	3.00E-05	1.76E-04	2.58E-04
9_B6	16	1328.9	232.64	156.21	76.43	0.33	2.99E-05	1.75E-04	2.57E-04
10_C	17	1340.6	235.11	158.22	76.90	0.33	2.97E-05	1.74E-04	2.55E-04
11_D	18	1351.0	237.29	159.98	77.31	0.33	2.95E-05	1.73E-04	2.54E-04
12_D8_1	19	1361.0	239.40	161.67	77.72	0.33	2.93E-05	1.72E-04	2.52E-04
13_E2_reg	20	1370.7	241.44	163.31	78.13	0.33	2.92E-05	1.71E-04	2.51E-04
14_E8	21	1381.9	243.81	165.20	78.61	0.33	2.90E-05	1.70E-04	2.49E-04
15_F2_reg	22	1392.0	245.93	166.89	79.04	0.33	2.88E-05	1.69E-04	2.47E-04
16_F5	23	1398.8	247.37	168.03	79.34	0.33	2.86E-05	1.68E-04	2.46E-04
17_F18	24	1404.1	248.49	168.92	79.58	0.33	2.86E-05	1.67E-04	2.45E-04
18_F17_reg	25	1417.0	251.22	171.06	80.16	0.33	2.83E-05	1.66E-04	2.43E-04
19_F17_reg1	26	1436.3	255.31	174.26	81.05	0.33	2.79E-05	1.64E-04	2.40E-04
20_H1_reg	27	1450.1	258.22	176.52	81.70	0.33	2.77E-05	1.62E-04	2.38E-04
21_H2	28	1457.7	259.84	177.77	82.07	0.33	2.75E-05	1.61E-04	2.37E-04
22_H2k2_reg	29	1463.5	261.07	178.72	82.35	0.33	2.74E-05	1.61E-04	2.36E-04
23_SHALE	30	1468.4	262.10	179.51	82.59	0.33	2.73E-05	1.60E-04	2.35E-04
24_H2t	31	1471.5	262.76	180.02	82.74	0.33	2.73E-05	1.60E-04	2.34E-04
25_H3g	32	1479.5	264.47	181.33	83.14	0.33	2.71E-05	1.59E-04	2.33E-04
26_H5	33	1490.7	266.84	183.14	83.70	0.33	2.69E-05	1.58E-04	2.31E-04
27_SHALE	34	1497.0	268.18	184.15	84.03	0.33	2.68E-05	1.57E-04	2.30E-04
28_H5h	35	1500.4	268.90	184.70	84.20	0.33	2.67E-05	7.84E-05	2.30E-04
29_H5o	36	1508.2	270.56	185.96	84.61	0.33	2.66E-05	7.79E-05	2.28E-04
30_H6d	37	1517.5	272.54	187.45	85.09	0.33	2.64E-05	7.74E-05	2.27E-04
31_H6d_reg	38	1526.6	274.48	188.90	85.57	0.33	2.62E-05	7.69E-05	2.25E-04



32_H7i_reg	39	1542.0	277.75	191.34	86.40	0.33	2.59E-05	7.60E-05	2.23E-04
33_H8g_ARGO_DEEP	40	1556.7	280.88	193.67	87.21	0.33	2.57E-05	7.52E-05	2.20E-04
34_H8t	41	1564.1	282.47	194.84	87.63	0.33	2.55E-05	7.48E-05	2.19E-04
35_H8aa4_reg	42	1568.2	283.33	195.48	87.85	0.33	2.54E-05	7.46E-05	2.19E-04
36_H8aa6	43	1569.8	283.68	195.74	87.95	0.33	2.54E-05	7.45E-05	2.18E-04
37_H8ae1_reg	44	1572.4	284.23	196.14	88.09	0.33	2.54E-05	7.43E-05	2.18E-04
38_H9d_reg	45	1576.1	285.02	196.72	88.30	0.33	2.53E-05	7.41E-05	2.17E-04
39_H9f2	46	1580.9	286.04	197.46	88.57	0.33	2.52E-05	7.39E-05	2.16E-04
40_H10f2	47	1584.8	286.88	198.08	88.80	0.33	2.51E-05	7.36E-05	2.16E-04
41_H10i	48	1591.3	288.26	199.09	89.17	0.33	2.50E-05	7.33E-05	2.15E-04
42_H11q	49	1598.0	289.69	200.13	89.56	0.33	2.49E-05	7.29E-05	2.14E-04
43_H11t1	50	1607.4	291.70	201.59	90.11	0.33	2.47E-05	7.24E-05	2.12E-04
44_13A++_I_REGIONAL	51	1616.4	293.63	202.98	90.65	0.33	2.45E-05	7.19E-05	2.11E-04
45_Ib	52	1618.6	294.09	203.31	90.78	0.33	2.45E-05	7.18E-05	2.10E-04
46_Ifl	53	1620.5	294.51	203.61	90.90	0.33	2.45E-05	7.17E-05	2.10E-04
47_Ifl3	54	1622.7	294.98	203.95	91.03	0.33	2.44E-05	7.16E-05	2.10E-04
48_Ih3	55	1626.0	295.68	204.46	91.23	0.33	2.44E-05	7.14E-05	2.09E-04
49_Ij1	56	1629.4	296.42	204.98	91.43	0.33	2.43E-05	7.12E-05	2.09E-04
50_Ik	57	1632.9	297.16	205.51	91.64	0.33	2.42E-05	7.10E-05	2.08E-04
51_BASE_ARGO_DEEP	58	1637.9	298.24	206.29	91.95	0.33	2.41E-05	7.07E-05	2.07E-04
52_Il	59	1642.5	299.22	206.99	92.24	0.33	2.40E-05	7.05E-05	2.07E-04
53_Ila	60	1646.1	299.98	207.53	92.45	0.33	2.40E-05	7.03E-05	2.06E-04
54_Ilf1	61	1653.6	301.59	208.67	92.92	0.33	2.38E-05	6.99E-05	2.05E-04
55_Ili	62	1660.0	302.96	209.64	93.32	0.33	2.37E-05	6.95E-05	2.04E-04
56_Ili_reg	63	1665.6	304.15	210.48	93.67	0.33	2.36E-05	6.92E-05	2.03E-04
57_+A++_3	64	1708.0	313.26	216.84	96.41	0.33	2.28E-05	6.69E-05	1.96E-04
58_SHALE	65	1750.4	322.37	223.10	99.28	0.33	2.21E-05	6.47E-05	1.90E-04
59_+A++_6	66	1755.9	323.57	223.90	99.66	0.33	2.20E-05	6.44E-05	1.89E-04
60_+A++_6_bot	67	1759.3	324.30	224.40	99.90	0.33	2.19E-05	6.42E-05	1.88E-04
61_IRENE_J_6dA+	68	1764.1	325.34	225.10	100.24	0.33	2.18E-05	6.40E-05	1.87E-04
62_+A+_2	69	1775.6	327.81	226.77	101.04	0.33	2.16E-05	6.34E-05	1.86E-04
63_Jm	70	1785.9	330.04	228.26	101.78	0.33	2.14E-05	6.28E-05	1.84E-04
64_Jp	71	1792.5	331.45	229.20	102.25	0.33	2.13E-05	6.25E-05	1.83E-04
65_Jz	72	1804.0	333.95	230.86	103.09	0.33	2.11E-05	6.19E-05	1.81E-04
66_Jab	73	1815.3	336.39	232.47	103.92	0.33	2.09E-05	6.13E-05	1.80E-04
67_JII	74	1823.1	338.06	233.57	104.49	0.33	2.08E-05	6.09E-05	1.79E-04
68_J2b	75	1857.2	345.44	238.38	107.06	0.33	2.02E-05	5.92E-05	1.74E-04
69_SHALE	76	1908.2	356.48	245.43	111.05	0.33	1.94E-05	5.68E-05	1.66E-04
70_16_B	77	1930.8	361.38	248.51	112.87	0.33	1.90E-05	5.57E-05	1.63E-04
71_+B_2	78	1942.1	363.83	250.04	113.80	0.33	1.88E-05	5.52E-05	1.62E-04
72_SHALE	79	1955.0	366.65	251.78	114.87	0.33	1.86E-05	5.46E-05	1.60E-04
73_17_C_9d	80	1965.0	368.82	253.12	115.71	0.33	1.85E-05	5.41E-05	1.59E-04
74_+Cb_2	81	1979.4	371.94	255.02	116.91	0.33	1.82E-05	5.35E-05	1.57E-04
75_SHALE	82	1991.2	374.53	256.60	117.93	0.33	1.81E-05	5.29E-05	1.55E-04
76_+Cb_4	83	1997.0	375.78	257.35	118.42	0.33	1.80E-05	5.27E-05	1.54E-04
77_SHALE	84	2005.3	377.59	258.45	119.14	0.33	1.78E-05	5.23E-05	1.53E-04
78_18_D_10d	85	2016.0	379.92	259.85	120.07	0.33	1.77E-05	5.18E-05	1.52E-04
79_SHALE	86	2027.2	382.36	261.31	121.06	0.33	1.75E-05	5.13E-05	1.50E-04
80_+D_9	87	2037.0	384.50	262.58	121.92	0.33	1.74E-05	5.09E-05	1.49E-04
81_SHALE	88	2052.3	387.83	264.54	123.29	0.33	1.71E-05	5.03E-05	1.47E-04
82_+E_1	89	2103.3	398.96	271.01	127.96	0.33	1.64E-05	4.81E-05	1.41E-04
83_SHALE	90	2154.4	410.14	277.33	132.81	0.33	1.57E-05	4.61E-05	1.35E-04
84_+F_1	91	2168.7	413.27	279.07	134.20	0.33	1.55E-05	4.55E-05	1.33E-04

85_SHALE	92	2177.2	415.15	280.11	135.04	0.33	1.54E-05	4.52E-05	1.32E-04
86+_G1	93	2188.9	417.72	281.52	136.20	0.33	1.53E-05	4.48E-05	1.31E-04
87_SHALE	94	2214.5	423.32	284.57	138.75	0.33	1.49E-05	4.38E-05	1.28E-04
88+_H	95	2246.2	430.29	288.31	141.98	0.33	1.45E-05	4.26E-05	1.25E-04
89_SHALE	96	2346.2	452.30	299.69	152.61	0.33	1.34E-05	3.92E-05	1.15E-04
Underburden	97	2522.0	491.18	318.27	172.91	0.33	1.16E-05	3.39E-05	9.94E-05
Underburden	98	2785.7	549.90	342.71	207.19	0.33	9.37E-06	2.75E-05	8.05E-05
Underburden	99	3488.9	708.52	387.72	320.80	0.33	5.63E-06	1.65E-05	4.84E-05
Underburden	100	4101.2	848.65	403.04	445.61	0.33	3.84E-06	1.13E-05	3.30E-05

**Tabella 4 – Proprietà assegnate, regione per regione, nei diversi scenari analizzati per la zona 3 del modello geomeccanico.**

Strato	ISAMGEO layer	z media [m]	$\sigma_v$ [bar]	p [bar]	$\sigma'_v$ [bar]	$\nu$ -	$c_m$ "lower" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "med" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "upper" [bar <sup>-1</sup> ]
Overburden	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Overburden	2	535.5	57.94	54.31	3.62	0.33	5.62E-04	5.62E-04	5.62E-04
Overburden	3	617.6	72.60	63.31	9.29	0.33	3.48E-04	2.04E-03	2.99E-03
Overburden	4	720.2	91.80	72.25	19.54	0.33	1.46E-04	8.58E-04	1.26E-03
Overburden	5	843.4	115.59	83.92	31.67	0.33	8.35E-05	4.89E-04	7.17E-04
Overburden	6	966.5	139.94	97.29	42.65	0.33	5.90E-05	3.46E-04	5.07E-04
Overburden	7	1089.7	164.74	113.11	51.62	0.33	4.73E-05	2.77E-04	4.06E-04
Overburden	8	1212.9	189.88	132.10	57.78	0.33	4.14E-05	2.43E-04	3.56E-04
2_a	9	1278.6	203.43	143.80	59.63	0.33	3.99E-05	2.34E-04	3.43E-04
3_I	10	1285.4	204.84	145.08	59.76	0.33	3.98E-05	2.34E-04	3.42E-04
4_I1	11	1293.8	206.56	146.66	59.90	0.33	3.97E-05	2.33E-04	3.41E-04
5_A4_1	12	1303.8	208.65	148.60	60.05	0.33	3.96E-05	2.32E-04	3.40E-04
6_A14_2	13	1311.3	210.18	153.19	57.00	0.33	4.21E-05	2.47E-04	3.62E-04
7_B1_1	14	1318.0	211.59	154.35	57.24	0.33	4.19E-05	2.46E-04	3.60E-04
8_B4	15	1322.6	212.54	155.14	57.40	0.33	4.18E-05	2.45E-04	3.59E-04
9_B6	16	1329.0	213.87	156.23	57.63	0.33	4.16E-05	2.44E-04	3.57E-04
10_C	17	1339.7	216.09	158.06	58.03	0.33	4.12E-05	2.42E-04	3.54E-04
11_D	18	1349.9	218.21	159.80	58.41	0.33	4.09E-05	2.40E-04	3.52E-04
12_D8_1	19	1361.8	220.67	161.81	58.86	0.33	4.06E-05	2.38E-04	3.48E-04
13_E2_reg	20	1373.2	223.05	163.74	59.31	0.33	4.02E-05	2.36E-04	3.45E-04
14_E8	21	1386.8	225.88	166.02	59.86	0.33	3.98E-05	2.33E-04	3.42E-04
15_F2_reg	22	1398.6	228.35	168.00	60.34	0.33	3.94E-05	2.31E-04	3.38E-04
16_F5	23	1406.8	230.05	169.36	60.69	0.33	3.91E-05	2.29E-04	3.36E-04
17_F18	24	1413.5	231.46	170.49	60.97	0.33	3.89E-05	2.28E-04	3.34E-04
18_F17_reg	25	1428.0	234.49	172.89	61.60	0.33	3.85E-05	2.25E-04	3.30E-04
19_F17_reg1	26	1450.3	239.16	176.56	62.59	0.33	3.78E-05	2.21E-04	3.24E-04
20_H1_reg	27	1466.8	242.61	179.25	63.35	0.33	3.72E-05	2.18E-04	3.20E-04
21_H2	28	1475.4	244.42	180.66	63.76	0.33	3.70E-05	2.17E-04	3.17E-04
22_H2k2_reg	29	1480.0	245.38	181.40	63.98	0.33	3.68E-05	2.16E-04	3.16E-04
23_SHALE	30	1484.0	246.23	182.06	64.17	0.33	3.67E-05	2.15E-04	3.15E-04
24_H2t	31	1487.2	246.88	182.56	64.32	0.33	3.66E-05	2.14E-04	3.14E-04
25_H3g	32	1494.6	248.45	183.77	64.68	0.33	3.63E-05	2.13E-04	3.12E-04
26_H5	33	1503.1	250.24	185.14	65.10	0.33	3.61E-05	1.06E-04	3.10E-04
27_SHALE	34	1507.0	251.05	185.76	65.29	0.33	3.59E-05	1.05E-04	3.09E-04
28_H5h	35	1510.2	251.73	186.28	65.45	0.33	3.58E-05	1.05E-04	3.08E-04
29_H5o	36	1517.6	253.28	187.46	65.82	0.33	3.56E-05	1.04E-04	3.06E-04
30_H6d	37	1527.1	255.28	188.97	66.30	0.33	3.53E-05	1.03E-04	3.03E-04



31_H6d_reg	38	1535.5	257.04	190.31	66.73	0.33	3.50E-05	1.03E-04	3.01E-04
32_H7i_reg	39	1552.4	260.61	192.99	67.62	0.33	3.45E-05	1.01E-04	2.96E-04
33_H8g_ARGO_DEEP	40	1570.3	264.39	195.81	68.58	0.33	3.39E-05	9.95E-05	2.92E-04
34_H8t	41	1576.9	265.78	196.85	68.94	0.33	3.37E-05	9.89E-05	2.90E-04
35_H8aa4_reg	42	1579.7	266.37	197.28	69.09	0.33	3.37E-05	9.86E-05	2.89E-04
36_H8aa6	43	1581.2	266.68	197.51	69.17	0.33	3.36E-05	9.85E-05	2.89E-04
37_H8ae1_reg	44	1583.9	267.26	197.94	69.32	0.33	3.35E-05	9.83E-05	2.88E-04
38_H9d_reg	45	1588.0	268.13	198.58	69.55	0.33	3.34E-05	9.79E-05	2.87E-04
39_H9f2	46	1592.9	269.16	199.34	69.82	0.33	3.32E-05	9.74E-05	2.86E-04
40_H10f2	47	1596.9	270.00	199.96	70.05	0.33	3.31E-05	9.71E-05	2.85E-04
41_H10i	48	1603.7	271.46	201.02	70.43	0.33	3.29E-05	9.65E-05	2.83E-04
42_H11q	49	1610.9	272.97	202.13	70.84	0.33	3.27E-05	9.58E-05	2.81E-04
43_H11t1	50	1618.8	274.64	203.35	71.29	0.33	3.24E-05	9.51E-05	2.79E-04
44_13A++_I_REGIONAL	51	1626.0	276.18	204.46	71.71	0.33	3.22E-05	9.45E-05	2.77E-04
45_Ib	52	1628.0	276.60	204.77	71.83	0.33	3.22E-05	9.43E-05	2.76E-04
46_I f1	53	1629.9	276.98	205.05	71.94	0.33	3.21E-05	9.41E-05	2.76E-04
47_I f3	54	1631.9	277.42	205.36	72.06	0.33	3.20E-05	9.39E-05	2.75E-04
48_Ih3	55	1635.0	278.09	205.84	72.24	0.33	3.20E-05	9.36E-05	2.74E-04
49_Ij1	56	1638.3	278.77	206.34	72.43	0.33	3.19E-05	9.34E-05	2.74E-04
50_Im	57	1643.5	279.88	207.13	72.74	0.33	3.17E-05	9.29E-05	2.72E-04
51_BASE_ARGO_DEEP	58	1652.4	281.77	208.49	73.28	0.33	3.14E-05	9.21E-05	2.70E-04
52_I1	59	1659.1	283.18	209.50	73.68	0.33	3.12E-05	9.15E-05	2.68E-04
53_I1a	60	1662.7	283.95	210.05	73.90	0.33	3.11E-05	9.12E-05	2.67E-04
54_I1f1	61	1671.3	285.79	211.36	74.43	0.33	3.09E-05	9.05E-05	2.65E-04
55_I1i	62	1678.8	287.38	212.48	74.89	0.33	3.06E-05	8.98E-05	2.63E-04
56_I1i_reg	63	1685.9	288.88	213.55	75.33	0.33	3.04E-05	8.92E-05	2.61E-04
57_+A++_3	64	1704.7	292.89	216.37	76.52	0.33	2.99E-05	8.76E-05	2.57E-04
58_SHALE	65	1721.7	296.50	218.88	77.62	0.33	2.94E-05	8.61E-05	2.52E-04
59_+A++_6	66	1728.5	297.94	219.88	78.06	0.33	2.92E-05	8.56E-05	2.51E-04
60_+A++_6_bot	67	1732.5	298.81	220.48	78.33	0.33	2.91E-05	8.52E-05	2.50E-04
61_IRENE_J_6dA+	68	1735.5	299.44	220.92	78.53	0.33	2.90E-05	8.50E-05	2.49E-04
62_+A+_2	69	1754.3	303.45	223.67	79.78	0.33	2.85E-05	8.34E-05	2.45E-04
63_Jm	70	1773.6	307.58	226.48	81.10	0.33	2.79E-05	8.19E-05	2.40E-04
64_Jp	71	1785.5	310.12	228.20	81.92	0.33	2.76E-05	8.09E-05	2.37E-04
65_Jz	72	1797.2	312.63	229.88	82.74	0.33	2.73E-05	8.00E-05	2.34E-04
66_Jab	73	1807.6	314.85	231.37	83.48	0.33	2.70E-05	7.91E-05	2.32E-04
67_J11	74	1820.5	317.61	233.21	84.40	0.33	2.67E-05	7.81E-05	2.29E-04
68_J2b	75	1837.0	321.15	235.55	85.60	0.33	2.62E-05	7.69E-05	2.25E-04
69_SHALE	76	1861.6	326.42	238.99	87.42	0.33	2.56E-05	7.50E-05	2.20E-04
70_16_B	77	1875.7	329.46	240.96	88.49	0.33	2.52E-05	7.39E-05	2.17E-04
71_+B_2	78	1882.4	330.88	241.88	89.00	0.33	2.51E-05	7.35E-05	2.15E-04
72_SHALE	79	1891.7	332.88	243.17	89.71	0.33	2.48E-05	7.28E-05	2.13E-04
73_17_C_9d	80	1906.0	335.96	245.14	90.83	0.33	2.45E-05	7.17E-05	2.10E-04
74_+Cb_2	81	1923.9	339.80	247.57	92.23	0.33	2.40E-05	7.05E-05	2.07E-04
75_SHALE	82	1934.1	342.02	248.97	93.05	0.33	2.38E-05	6.97E-05	2.04E-04
76_+Cb_4	83	1939.4	343.15	249.68	93.47	0.33	2.37E-05	6.94E-05	2.03E-04
77_SHALE	84	1947.8	344.96	250.81	94.15	0.33	2.35E-05	6.88E-05	2.02E-04
78_18_D_10d	85	1958.4	347.24	252.23	95.01	0.33	2.32E-05	6.81E-05	2.00E-04
79_SHALE	86	1970.0	349.76	253.79	95.97	0.33	2.30E-05	6.73E-05	1.97E-04
80_+D_9	87	1980.6	352.03	255.19	96.84	0.33	2.27E-05	6.66E-05	1.95E-04
81_SHALE	88	1995.0	355.15	257.10	98.06	0.33	2.24E-05	6.56E-05	1.92E-04
82_+E_1	89	2043.5	365.63	263.41	102.22	0.33	2.13E-05	6.25E-05	1.83E-04
83_SHALE	90	2095.3	376.86	270.01	106.86	0.33	2.03E-05	5.94E-05	1.74E-04

84_+F_1	91	2111.4	380.34	272.02	108.33	0.33	1.99E-05	5.84E-05	1.71E-04
85_SHALE	92	2119.6	382.14	273.04	109.09	0.33	1.98E-05	5.80E-05	1.70E-04
86_+_G1	93	2131.2	384.65	274.48	110.17	0.33	1.95E-05	5.73E-05	1.68E-04
87_SHALE	94	2156.9	390.25	277.64	112.61	0.33	1.91E-05	5.59E-05	1.64E-04
88_+H	95	2186.1	396.59	281.18	115.42	0.33	1.85E-05	5.43E-05	1.59E-04
89_SHALE	96	2284.3	418.03	292.72	125.31	0.33	1.68E-05	4.93E-05	1.45E-04
Underburden	97	2463.3	457.29	312.27	145.02	0.33	1.42E-05	4.16E-05	1.22E-04
Underburden	98	2731.8	516.64	338.04	178.60	0.33	1.11E-05	3.26E-05	9.57E-05
Underburden	99	3447.7	677.20	385.89	291.31	0.33	6.30E-06	1.85E-05	5.41E-05
Underburden	100	4107.4	827.60	403.08	424.52	0.33	4.06E-06	1.19E-05	3.49E-05

**Tabella 5 – Proprietà assegnate, regione per regione, nei diversi scenari analizzati per la zona 4 del modello geomeccanico.**

Strato	ISAMGEO layer	z media [m]	$\sigma_v$ [bar]	p [bar]	$\sigma'_v$ [bar]	$\nu$ -	$c_m$ "lower" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "med" [bar <sup>-1</sup> ]	$c_m$ "upper" [bar <sup>-1</sup> ]
Overburden	1	623.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Overburden	2	673.9	71.16	68.35	2.81	0.33	5.62E-04	5.62E-04	5.62E-04
Overburden	3	740.9	82.95	74.12	8.83	0.33	3.69E-04	2.16E-03	3.17E-03
Overburden	4	824.6	98.39	82.04	16.34	0.33	1.80E-04	1.06E-03	1.55E-03
Overburden	5	925.0	117.52	92.55	24.97	0.33	1.10E-04	6.45E-04	9.46E-04
Overburden	6	1025.5	137.11	104.52	32.59	0.33	8.07E-05	4.73E-04	6.93E-04
Overburden	7	1126.0	157.05	118.34	38.70	0.33	6.61E-05	3.87E-04	5.68E-04
Overburden	8	1226.4	177.27	134.43	42.84	0.33	5.87E-05	3.44E-04	5.04E-04
2_a	9	1283.2	188.81	144.66	44.14	0.33	5.67E-05	3.32E-04	4.87E-04
3_I	10	1292.8	190.76	146.48	44.28	0.33	5.65E-05	3.31E-04	4.85E-04
4_I1	11	1301.8	192.59	148.20	44.38	0.33	5.63E-05	3.30E-04	4.84E-04
5_A4_1	12	1312.7	194.83	153.44	41.39	0.33	6.11E-05	3.58E-04	5.25E-04
6_A14_2	13	1321.0	196.51	154.85	41.65	0.33	6.07E-05	3.56E-04	5.21E-04
7_B1_1	14	1328.2	197.99	156.10	41.89	0.33	6.03E-05	3.53E-04	5.18E-04
8_B4	15	1333.2	199.02	156.96	42.06	0.33	6.00E-05	3.52E-04	5.15E-04
9_B6	16	1339.4	200.28	158.01	42.27	0.33	5.96E-05	3.50E-04	5.12E-04
10_C	17	1350.1	202.48	159.84	42.65	0.33	5.90E-05	3.46E-04	5.07E-04
11_D	18	1363.0	205.12	162.01	43.11	0.33	5.83E-05	3.42E-04	5.01E-04
12_D8_1	19	1376.2	207.85	164.25	43.59	0.33	5.75E-05	3.37E-04	4.94E-04
13_E2_reg	20	1386.7	210.00	166.01	43.99	0.33	5.69E-05	3.34E-04	4.89E-04
14_E8	21	1399.4	212.62	168.14	44.48	0.33	5.62E-05	3.29E-04	4.83E-04
15_F2_reg	22	1410.9	214.99	170.06	44.94	0.33	5.55E-05	3.26E-04	4.77E-04
16_F5	23	1419.9	216.84	171.54	45.30	0.33	5.50E-05	3.23E-04	4.73E-04
17_F18	24	1427.1	218.33	172.74	45.59	0.33	5.46E-05	3.20E-04	4.69E-04
18_F17_reg	25	1440.8	221.17	175.00	46.17	0.33	5.38E-05	3.15E-04	4.62E-04
19_F17_reg1	26	1462.0	225.54	178.47	47.08	0.33	5.26E-05	3.08E-04	4.52E-04
20_H1_reg	27	1478.4	228.96	181.15	47.81	0.33	5.17E-05	3.03E-04	4.44E-04
21_H2	28	1487.8	230.89	182.66	48.23	0.33	5.11E-05	3.00E-04	4.39E-04
22_H2k2_reg	29	1491.2	231.60	183.21	48.39	0.33	5.09E-05	2.99E-04	4.38E-04
23_SHALE	30	1493.5	232.09	183.59	48.50	0.33	5.08E-05	2.98E-04	4.37E-04
24_H2t	31	1497.2	232.85	184.18	48.67	0.33	5.06E-05	2.97E-04	4.35E-04
25_H3g	32	1506.4	234.76	185.66	49.10	0.33	5.01E-05	1.47E-04	4.30E-04
26_H5	33	1515.5	236.65	187.12	49.54	0.33	4.96E-05	1.45E-04	4.26E-04
27_SHALE	34	1519.0	237.40	187.69	49.71	0.33	4.94E-05	1.45E-04	4.24E-04
28_H5h	35	1522.8	238.19	188.30	49.89	0.33	4.92E-05	1.44E-04	4.22E-04



29_H5o	36	1531.5	239.99	189.67	50.31	0.33	4.87E-05	1.43E-04	4.18E-04
30_H6d	37	1542.5	242.28	191.42	50.86	0.33	4.81E-05	1.41E-04	4.13E-04
31_H6d_reg	38	1553.6	244.61	193.19	51.42	0.33	4.75E-05	1.39E-04	4.08E-04
32_H7i_reg	39	1570.7	248.18	195.88	52.30	0.33	4.65E-05	1.36E-04	4.00E-04
33_H8g_ARGO_DEEP	40	1587.4	251.67	198.49	53.18	0.33	4.56E-05	1.34E-04	3.92E-04
34_H8t	41	1595.2	253.29	199.69	53.60	0.33	4.52E-05	1.33E-04	3.89E-04
35_H8aa4_reg	42	1598.7	254.03	200.24	53.79	0.33	4.50E-05	1.32E-04	3.87E-04
36_H8aa6	43	1600.6	254.42	200.53	53.89	0.33	4.49E-05	1.32E-04	3.86E-04
37_H8ae1_reg	44	1603.3	254.99	200.95	54.04	0.33	4.48E-05	1.31E-04	3.85E-04
38_H9d_reg	45	1607.5	255.87	201.60	54.27	0.33	4.46E-05	1.31E-04	3.83E-04
39_H9f2	46	1613.0	257.02	202.45	54.57	0.33	4.43E-05	1.30E-04	3.81E-04
40_H10f2	47	1617.5	257.96	203.14	54.82	0.33	4.41E-05	1.29E-04	3.78E-04
41_H10i	48	1623.8	259.29	204.12	55.17	0.33	4.37E-05	1.28E-04	3.76E-04
42_H11q	49	1630.1	260.62	205.09	55.53	0.33	4.34E-05	1.27E-04	3.73E-04
43_H11t1	50	1634.0	261.44	205.69	55.75	0.33	4.32E-05	1.27E-04	3.71E-04
44_13A++_I_REGIONAL	51	1637.4	262.15	206.20	55.94	0.33	4.30E-05	1.26E-04	3.70E-04
45_Ib	52	1639.0	262.48	206.45	56.03	0.33	4.30E-05	1.26E-04	3.69E-04
46_I f1	53	1640.4	262.79	206.67	56.12	0.33	4.29E-05	1.26E-04	3.68E-04
47_I f3	54	1642.2	263.15	206.93	56.22	0.33	4.28E-05	1.25E-04	3.68E-04
48_Ih3	55	1644.9	263.72	207.35	56.37	0.33	4.27E-05	1.25E-04	3.66E-04
49_Ij1	56	1647.7	264.30	207.77	56.53	0.33	4.25E-05	1.25E-04	3.65E-04
50_Im	57	1651.4	265.10	208.34	56.75	0.33	4.23E-05	1.24E-04	3.64E-04
51_BASE_ARGO_DEEP	58	1657.2	266.30	209.21	57.09	0.33	4.20E-05	1.23E-04	3.61E-04
52_I1	59	1661.5	267.22	209.87	57.34	0.33	4.18E-05	1.23E-04	3.59E-04
53_I1a	60	1664.4	267.82	210.31	57.51	0.33	4.17E-05	1.22E-04	3.58E-04
54_I1f1	61	1672.9	269.61	211.60	58.02	0.33	4.12E-05	1.21E-04	3.54E-04
55_I1i	62	1680.7	271.25	212.76	58.48	0.33	4.09E-05	1.20E-04	3.51E-04
56_I1i_reg	63	1687.5	272.68	213.78	58.89	0.33	4.05E-05	1.19E-04	3.48E-04
57_+A++_3	64	1700.8	275.49	215.78	59.71	0.33	3.99E-05	1.17E-04	3.43E-04
58_SHALE	65	1716.2	278.74	218.07	60.67	0.33	3.92E-05	1.15E-04	3.36E-04
59_+A++_6	66	1726.3	280.88	219.57	61.31	0.33	3.87E-05	1.13E-04	3.32E-04
60_+A++_6_bot	67	1729.6	281.57	220.05	61.52	0.33	3.85E-05	1.13E-04	3.31E-04
61_IRENE_J_6dA+	68	1735.7	282.85	220.95	61.91	0.33	3.82E-05	1.12E-04	3.29E-04
62_+A+_2	69	1755.4	287.02	223.83	63.19	0.33	3.73E-05	1.09E-04	3.21E-04
63_Jm	70	1773.2	290.78	226.41	64.37	0.33	3.65E-05	1.07E-04	3.14E-04
64_Jp	71	1785.6	293.42	228.21	65.20	0.33	3.60E-05	1.06E-04	3.09E-04
65_Jz	72	1799.3	296.33	230.19	66.15	0.33	3.54E-05	1.04E-04	3.04E-04
66_Jab	73	1813.8	299.40	232.25	67.15	0.33	3.48E-05	1.02E-04	2.99E-04
67_J11	74	1831.1	303.07	234.70	68.37	0.33	3.41E-05	9.99E-05	2.93E-04
68_J2b	75	1844.9	306.00	236.65	69.35	0.33	3.35E-05	9.82E-05	2.88E-04
69_SHALE	76	1863.6	310.00	239.28	70.72	0.33	3.28E-05	9.60E-05	2.81E-04
70_16_B	77	1877.8	313.01	241.25	71.77	0.33	3.22E-05	9.44E-05	2.77E-04
71_+B_2	78	1883.8	314.30	242.08	72.22	0.33	3.20E-05	9.37E-05	2.75E-04
72_SHALE	79	1891.9	316.03	243.20	72.83	0.33	3.17E-05	9.28E-05	2.72E-04
73_17_C_9d	80	1904.4	318.69	244.91	73.77	0.33	3.12E-05	9.14E-05	2.68E-04
74_+Cb_2	81	1918.7	321.74	246.87	74.87	0.33	3.06E-05	8.98E-05	2.63E-04
75_SHALE	82	1926.9	323.49	247.98	75.51	0.33	3.03E-05	8.90E-05	2.61E-04
76_+Cb_4	83	1932.5	324.69	248.74	75.94	0.33	3.01E-05	8.84E-05	2.59E-04
77_SHALE	84	1939.9	326.26	249.74	76.53	0.33	2.99E-05	8.76E-05	2.57E-04
78_18_D_10d	85	1949.6	328.34	251.05	77.29	0.33	2.95E-05	8.66E-05	2.54E-04
79_SHALE	86	1963.6	331.34	252.92	78.42	0.33	2.90E-05	8.51E-05	2.49E-04
80_+D_9	87	1975.8	333.96	254.55	79.40	0.33	2.86E-05	8.39E-05	2.46E-04
81_SHALE	88	1986.8	336.33	256.02	80.31	0.33	2.82E-05	8.28E-05	2.43E-04
82_+E_1	89	2034.5	346.56	262.25	84.31	0.33	2.67E-05	7.82E-05	2.29E-04

83_SHALE	90	2085.9	357.60	268.81	88.79	0.33	2.51E-05	7.37E-05	2.16E-04
84_+F_1	91	2098.9	360.42	270.46	89.96	0.33	2.48E-05	7.25E-05	2.13E-04
85_SHALE	92	2107.9	362.35	271.58	90.77	0.33	2.45E-05	7.18E-05	2.10E-04
86_+_G1	93	2123.3	365.67	273.50	92.17	0.33	2.41E-05	7.05E-05	2.07E-04
87_SHALE	94	2174.5	376.74	279.78	96.96	0.33	2.27E-05	6.65E-05	1.95E-04
88_+H	95	2218.5	386.27	285.05	101.22	0.33	2.16E-05	6.32E-05	1.85E-04
89_SHALE	96	2308.5	405.80	295.47	110.33	0.33	1.95E-05	5.72E-05	1.68E-04
Underburden	97	2486.2	444.61	314.64	129.97	0.33	1.61E-05	4.73E-05	1.39E-04
Underburden	98	2752.8	503.29	339.89	163.41	0.33	1.24E-05	3.62E-05	1.06E-04
Underburden	99	3463.8	662.16	386.61	275.55	0.33	6.72E-06	1.97E-05	5.77E-05
Underburden	100	4009.1	785.97	402.16	383.81	0.33	4.57E-06	8.00E-06	3.93E-05

## 2.4 Inizializzazione

### 2.4.1 Stato tensionale iniziale

Per il campo oggetto dello studio lo sforzo totale verticale è stato calcolato dal gradiente di overburden descritto nel paragrafo 2.3.1. Lo sforzo orizzontale è stato inizializzato partendo da condizioni di tipo edometrico definite come:

$$\sigma'_h = K_0 \cdot \sigma'_v$$

dove  $K_0$  rappresenta il coefficiente di spinta a riposo che è stato posto pari a 0.54 [7].

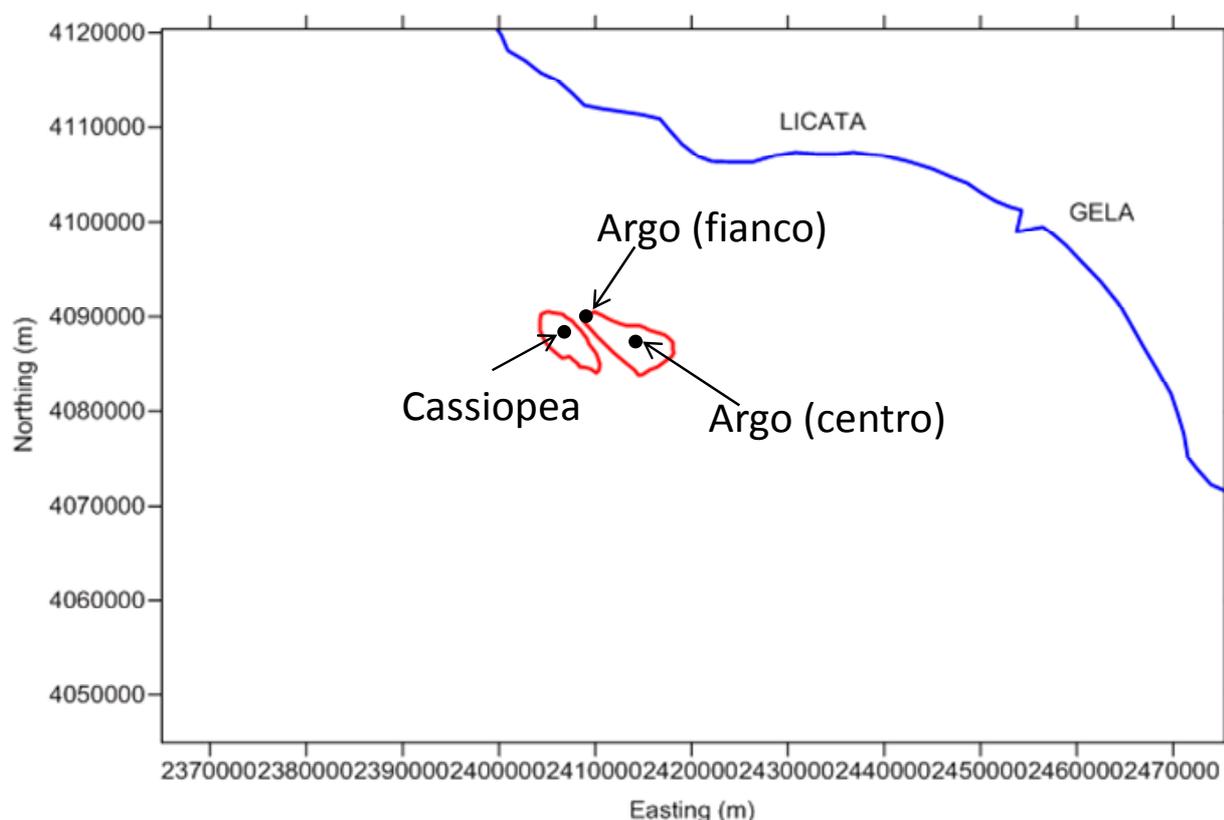
## 2.5 Storia di pressione

La distribuzione tridimensionale di pressione e la sua evoluzione temporale, così come calcolata dal modello di flusso Eclipse, è stata importata nel modello ad elementi finiti.

### 3 Risultati delle simulazioni

Nel presente paragrafo vengono riportati i risultati delle simulazioni eseguite al fine di stimare l'entità della subsidenza attesa dalla coltivazione dei campi di Argo e Cassiopea e dell'effetto dell'iniezione di CO<sub>2</sub>. Si ricorda che la simulazione è stata protratta a pozzi chiusi per circa 30 anni dopo la chiusura dei campi per analizzare l'impatto della depressurizzazione degli acquiferi idraulicamente connessi alla zona mineralizzata.

I risultati delle simulazioni di subsidenza sono illustrati sotto forma di mappe di subsidenza e in termini di andamento della subsidenza nel tempo in corrispondenza di alcuni punti di controllo posti in superficie: in corrispondenza del massimo su Cassiopea, del massimo su Argo e al limite della regione mineralizzata su Argo (Figura 7).



**Figura 7 – Posizione dei punti di controllo.**

I risultati delle simulazioni effettuate in corrispondenza dei punti di controllo evidenziati in Figura 7 sono riportati da Tabella 6 a Tabella 8 e da Figura 8 a Figura 10. Come si vede, l'iniezione di CO<sub>2</sub> in corrispondenza del campo di Argo ha effetti praticamente nulli sul contrasto della subsidenza indotta dalla produzione del campo.

**Tabella 6 – Valori di subsidenza (in m) previsti dal modello ISAMGEO per lo scenario di compressibilità ‘MED’ a diversi istanti temporali.**

Anno	Caso BASE			Caso INIEZIONE		
	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro
2025	1.15	0.25	0.55	1.14	0.23	0.53
2030	1.46	0.38	0.54	1.45	0.36	0.52
2035	1.59	0.44	0.50	1.58	0.43	0.48
2036	1.60	0.45	0.50	1.59	0.44	0.48
2037	1.61	0.46	0.49	1.60	0.45	0.47
2040	1.63	0.48	0.47	1.62	0.47	0.45
2050	1.67	0.54	0.45	1.66	0.52	0.43
2067	1.69	0.60	0.44	1.68	0.59	0.42

**Tabella 7 – Valori di subsidenza (in m) previsti dal modello ISAMGEO per lo scenario di compressibilità ‘UP’ a diversi istanti temporali.**

Anno	Caso BASE			Caso INIEZIONE		
	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro
2025	2.45	0.38	0.73	2.44	0.36	0.71
2030	3.10	0.57	0.71	3.09	0.55	0.69
2035	3.34	0.66	0.67	3.33	0.64	0.64
2036	3.36	0.67	0.66	3.35	0.65	0.64
2037	3.38	0.68	0.65	3.37	0.66	0.63
2040	3.42	0.71	0.63	3.41	0.69	0.61
2050	3.50	0.80	0.60	3.49	0.79	0.58
2067	3.55	0.92	0.58	3.54	0.91	0.56

**Tabella 8 – Valori di subsidenza (in m) previsti dal modello ISAMGEO per lo scenario di compressibilità ‘LOW’ a diversi istanti temporali.**

Anno	Caso BASE			Caso INIEZIONE		
	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro	Cassiopea	Argo – Fianco	Argo – Centro
2025	0.36	0.13	0.12	0.36	0.12	0.11
2030	0.46	0.19	0.12	0.46	0.18	0.12
2035	0.50	0.21	0.12	0.49	0.21	0.11
2036	0.50	0.22	0.12	0.50	0.21	0.11
2037	0.50	0.22	0.12	0.50	0.22	0.11
2040	0.51	0.23	0.12	0.51	0.22	0.11
2050	0.52	0.25	0.12	0.51	0.24	0.11
2067	0.52	0.27	0.13	0.52	0.26	0.13

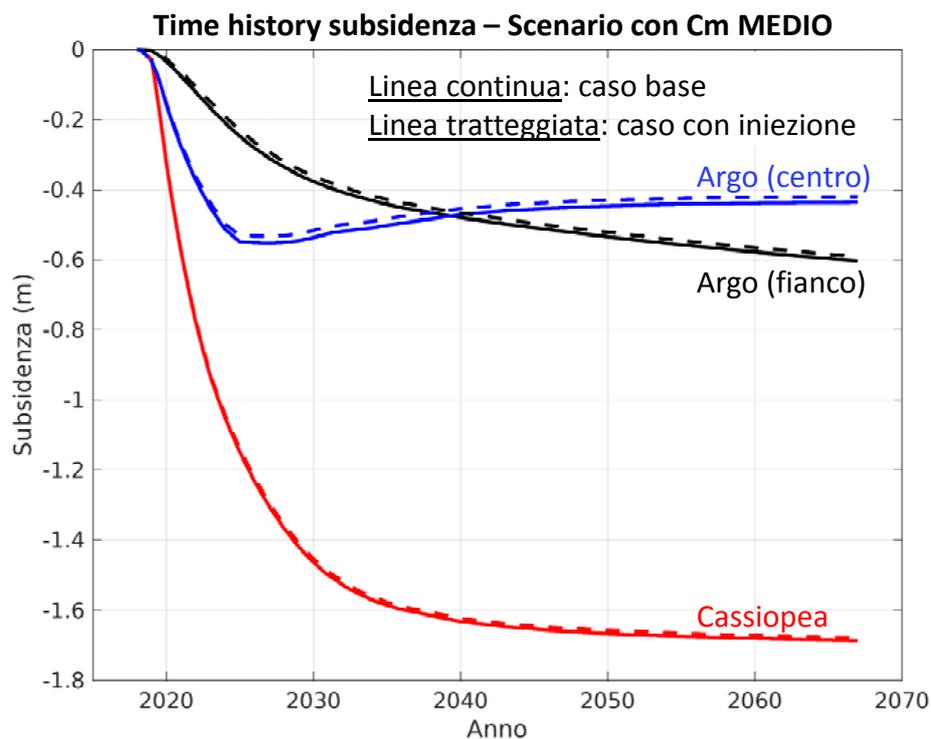


Figura 8 – Andamento temporale di subsidenza nei tre punti di controllo, secondo le previsioni dello scenario Cm Medio.

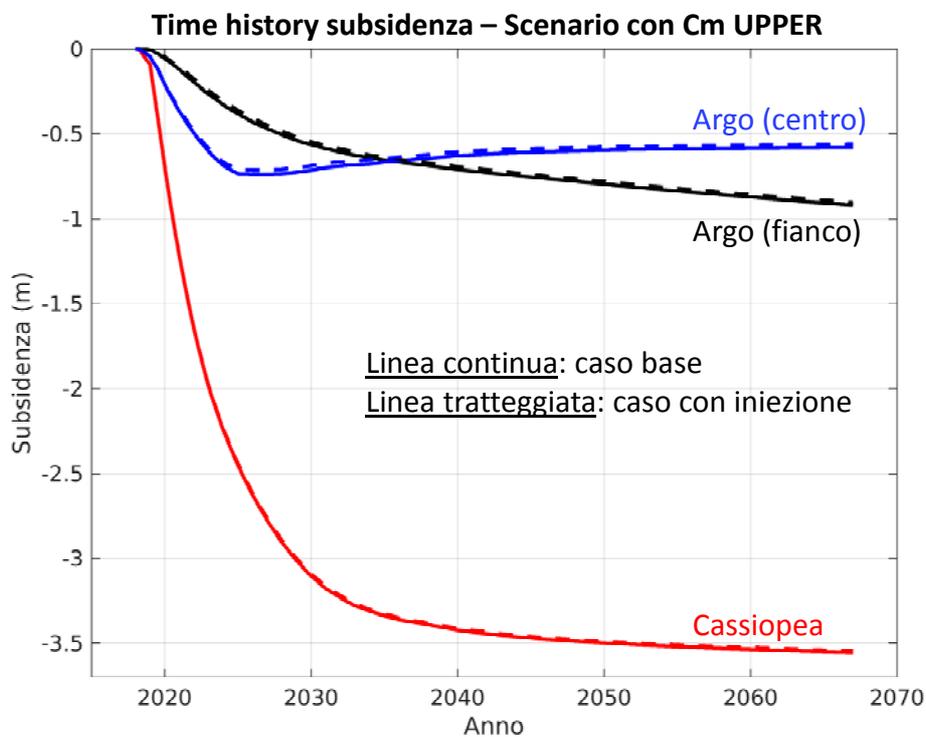


Figura 9 – Andamento temporale di subsidenza nei tre punti di controllo, secondo le previsioni dello scenario Cm Upper.

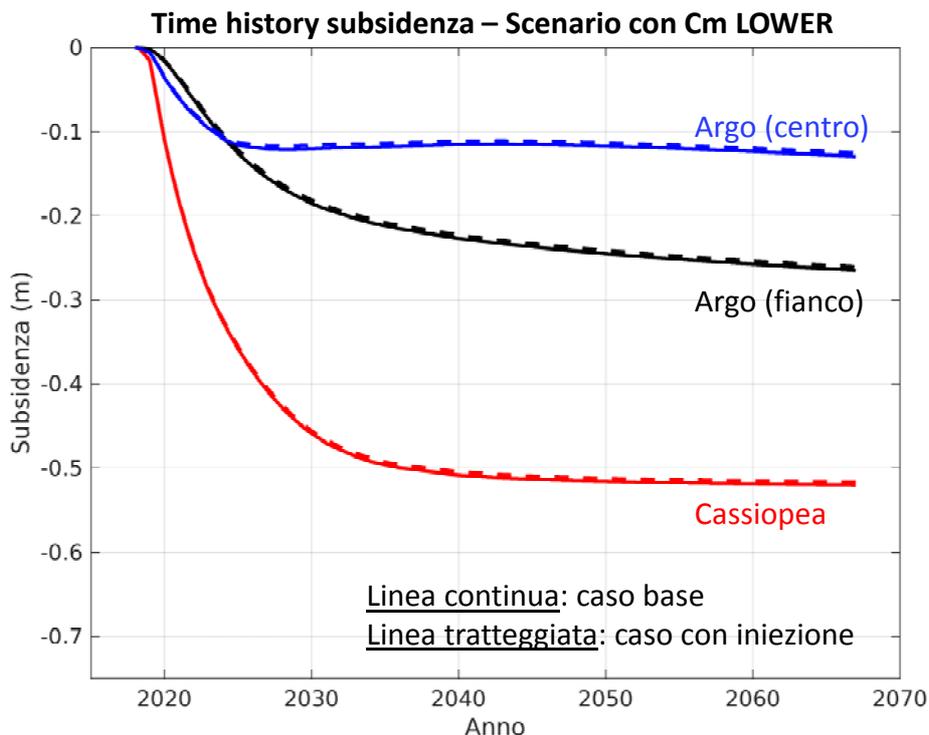


Figura 10 – Andamento temporale di subsidenza nei tre punti di controllo, secondo le previsioni dello scenario Cm Lower.

Da Figura 11 a Figura 28 sono riportate le mappe di subsidenza prevista sul complesso dei campi Argo – Cassiopea fino al 2067 per i 6 scenari analizzati. Si sottolinea come il cono di abbassamento si mantenga comunque sempre ad una distanza maggiore di 14 km dalla linea di costa.

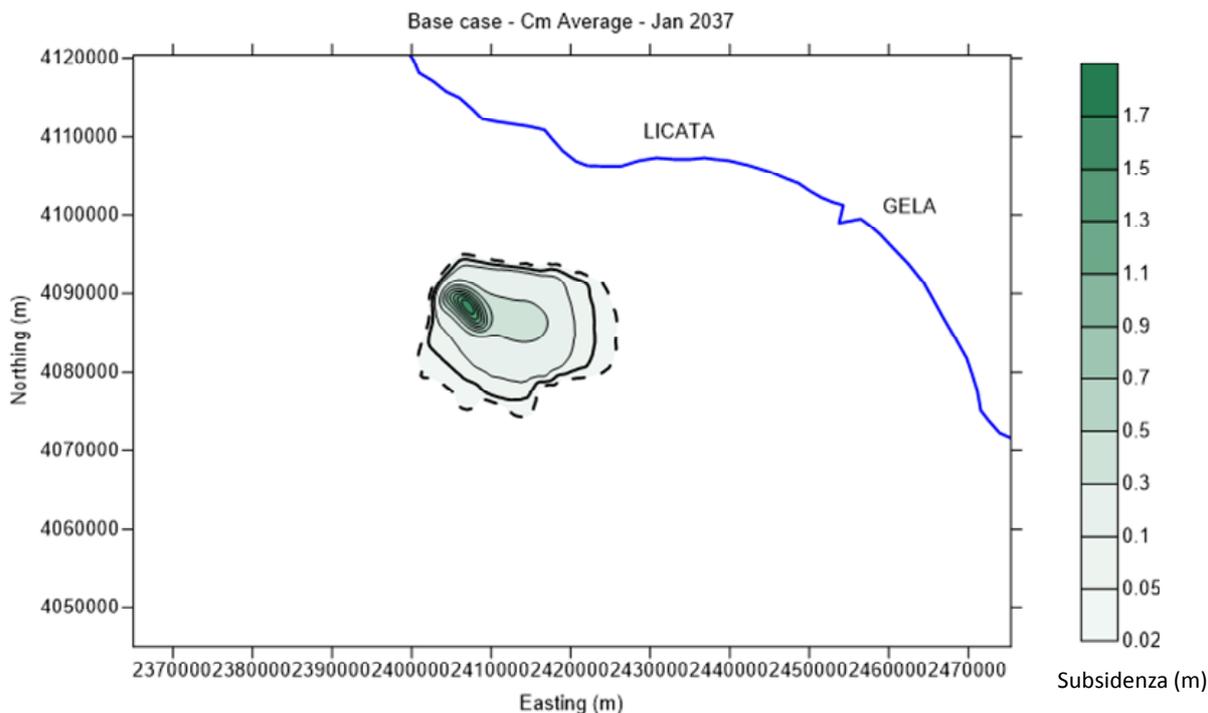


Figura 11 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario MED, senza iniezione di CO2.

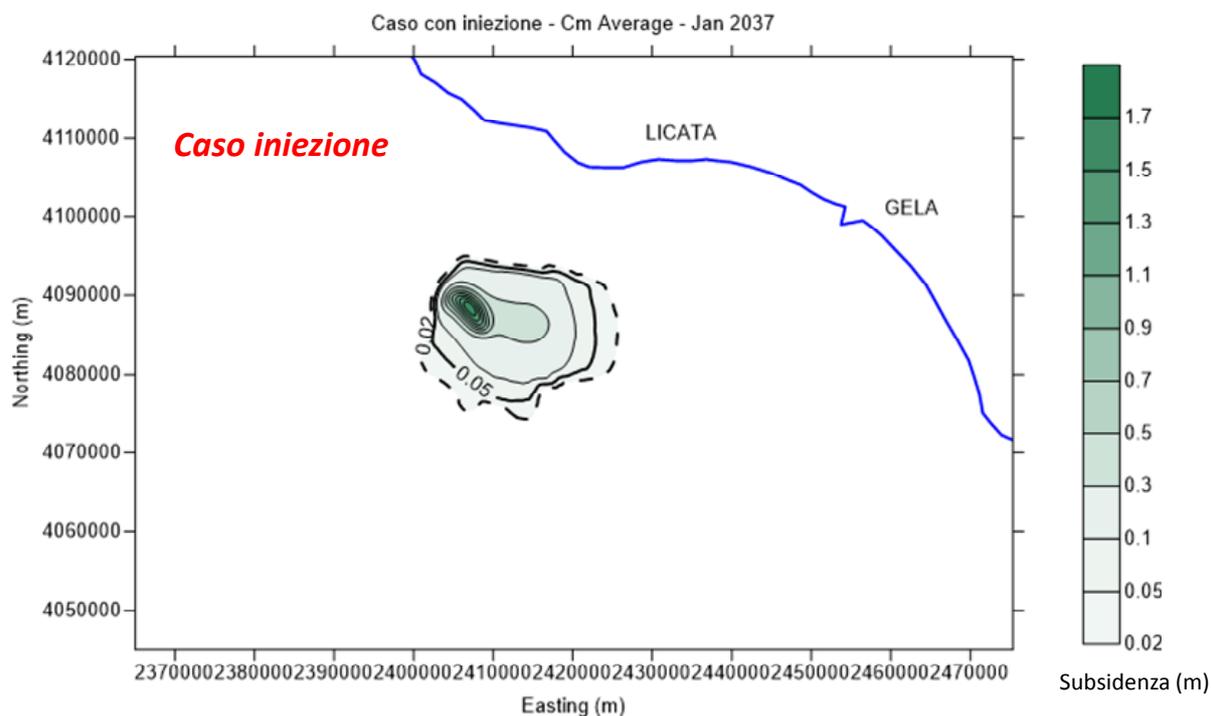


Figura 12 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario MED, con iniezione di CO2.

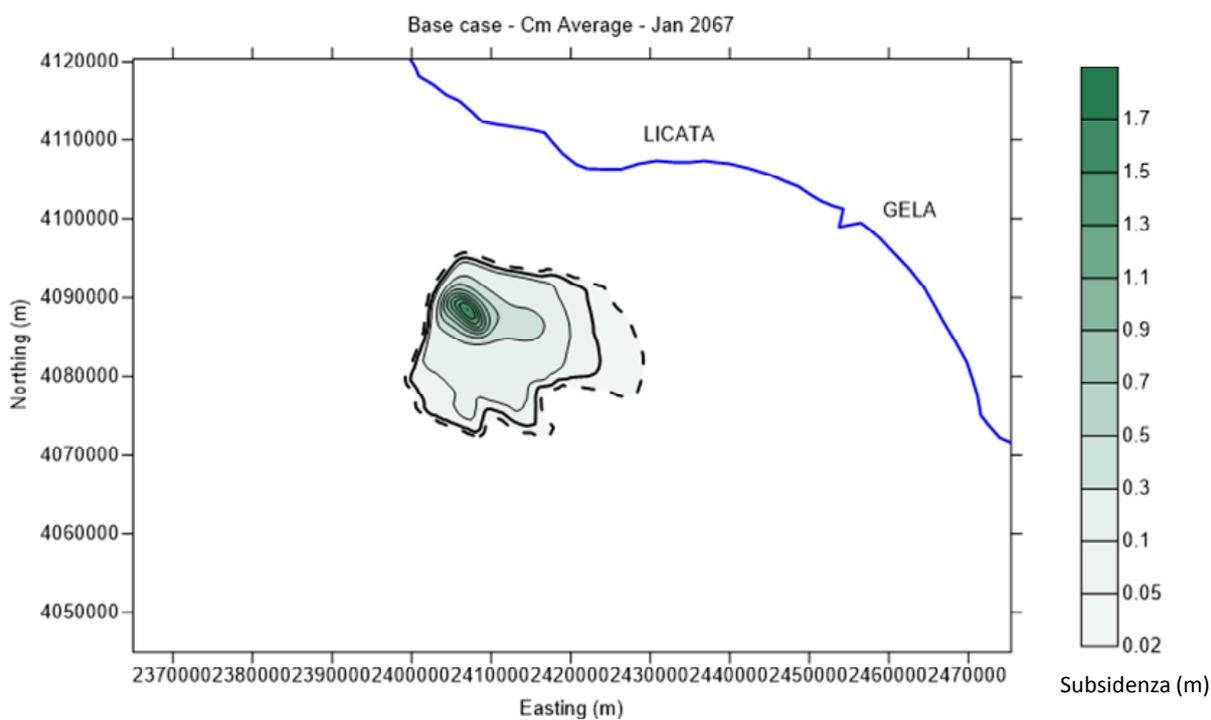


Figura 13 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario MED, senza iniezione di CO2.

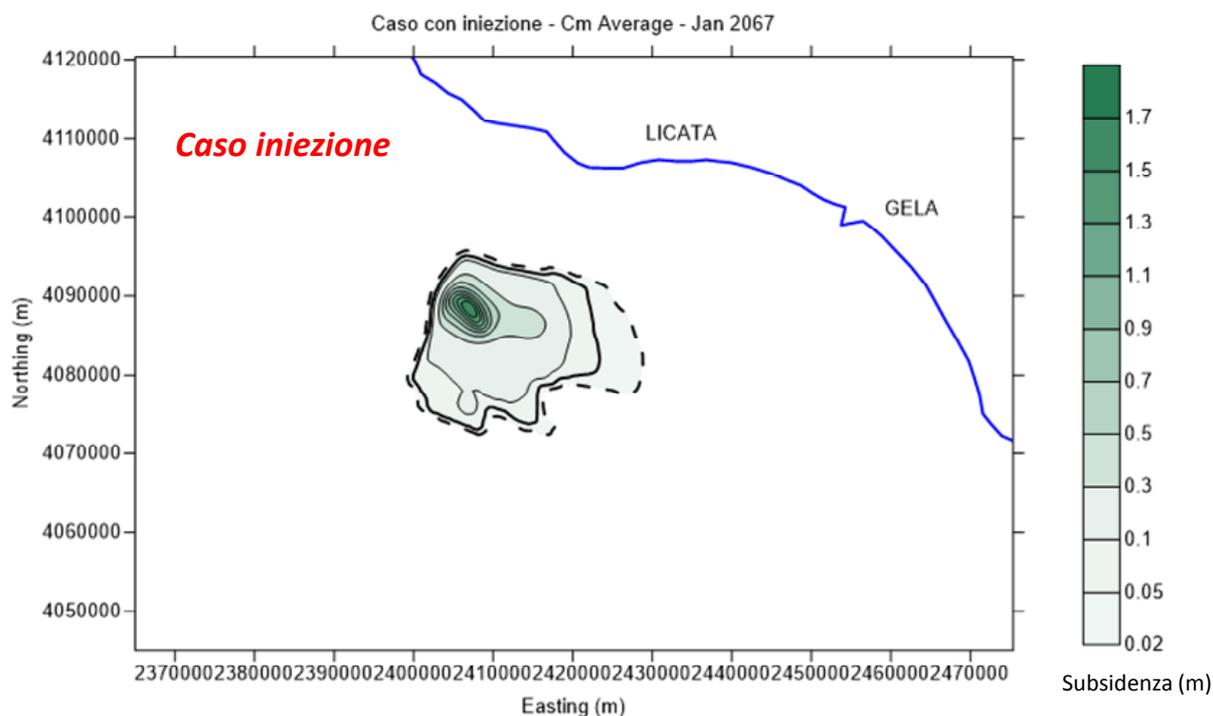


Figura 14 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario MED, con iniezione di CO<sub>2</sub>.

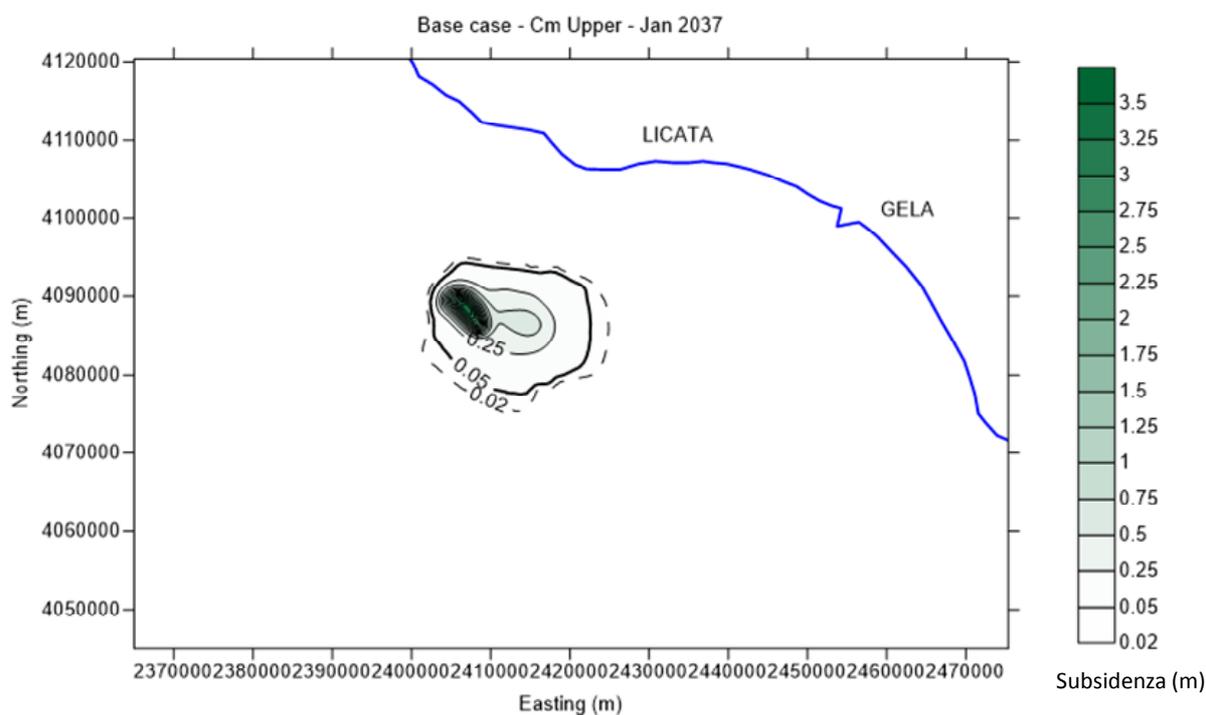


Figura 15 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario UP, senza iniezione di CO<sub>2</sub>.

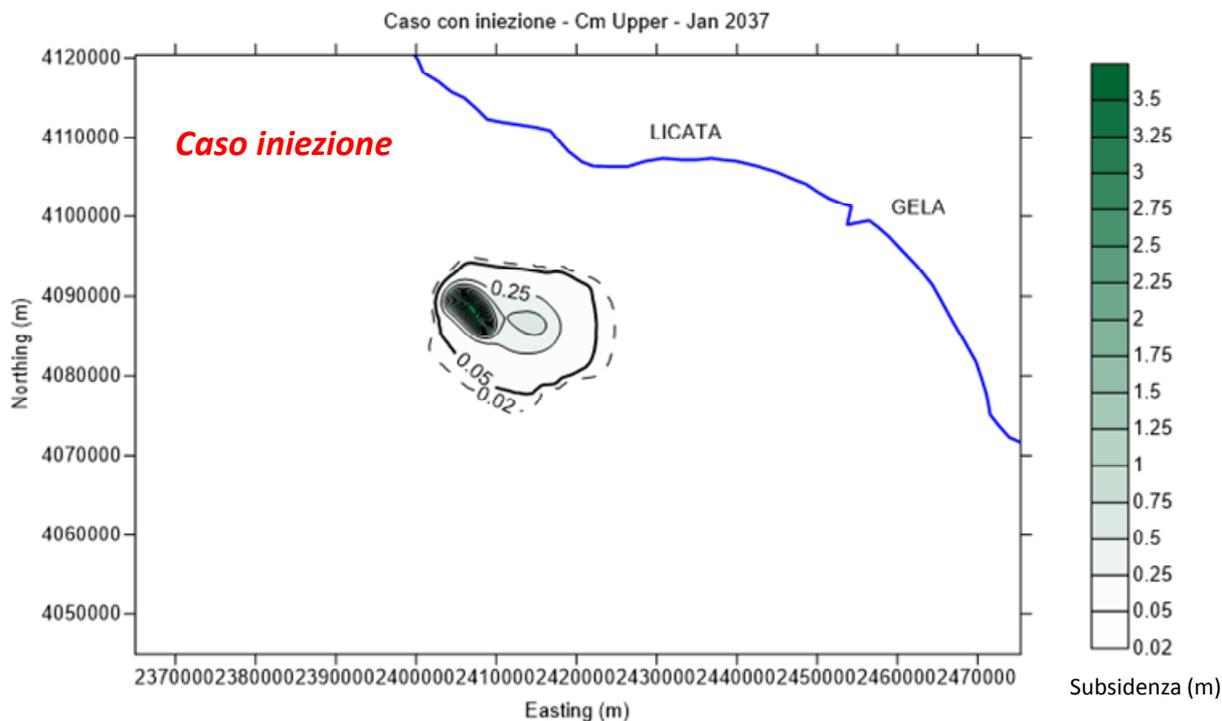


Figura 16 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario UP, con iniezione di CO<sub>2</sub>.

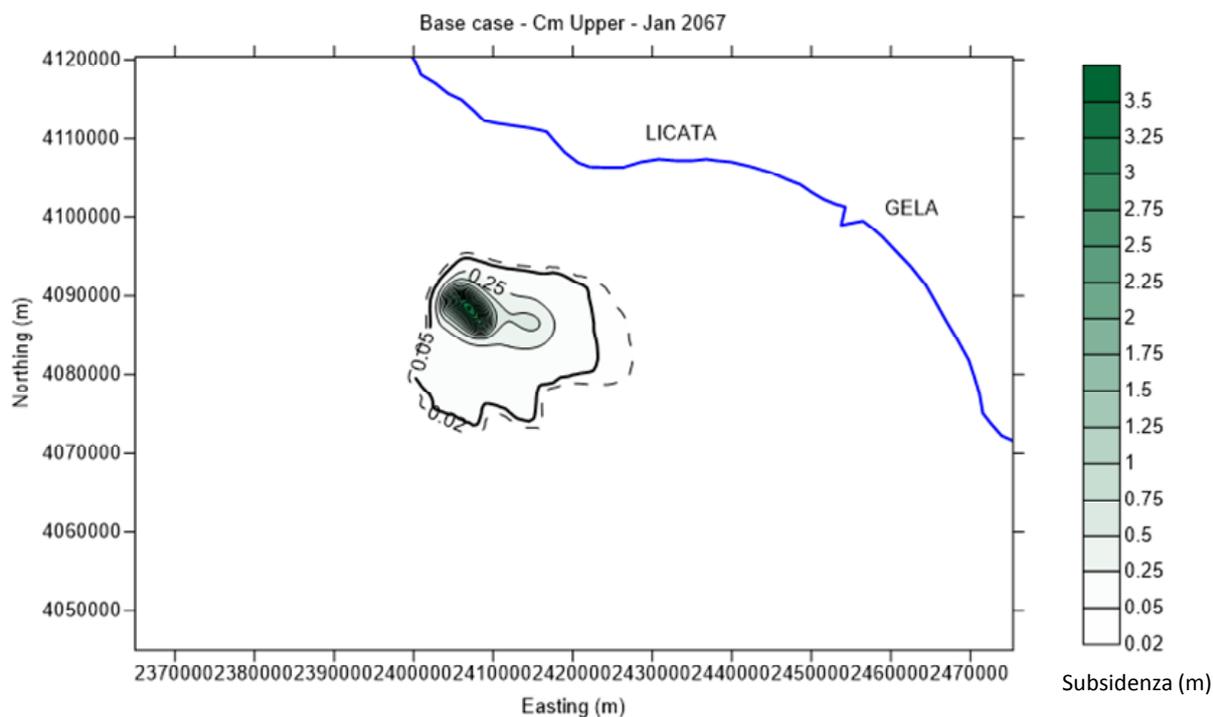


Figura 17 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario UP, senza iniezione di CO<sub>2</sub>.

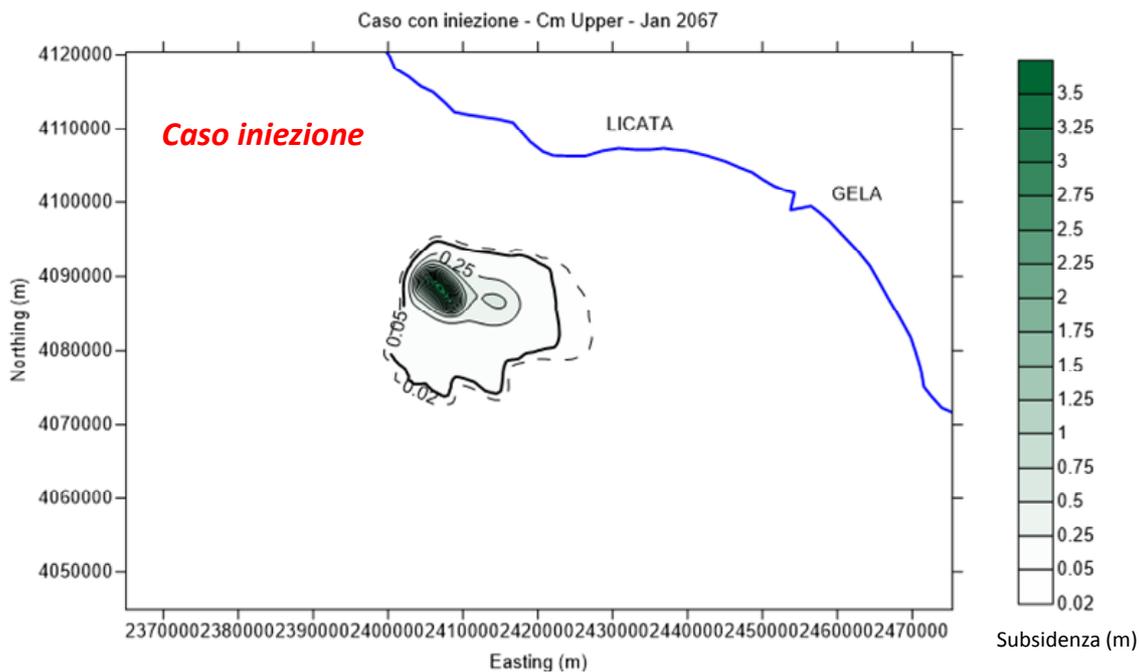


Figura 18 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario UP, con iniezione di CO2.

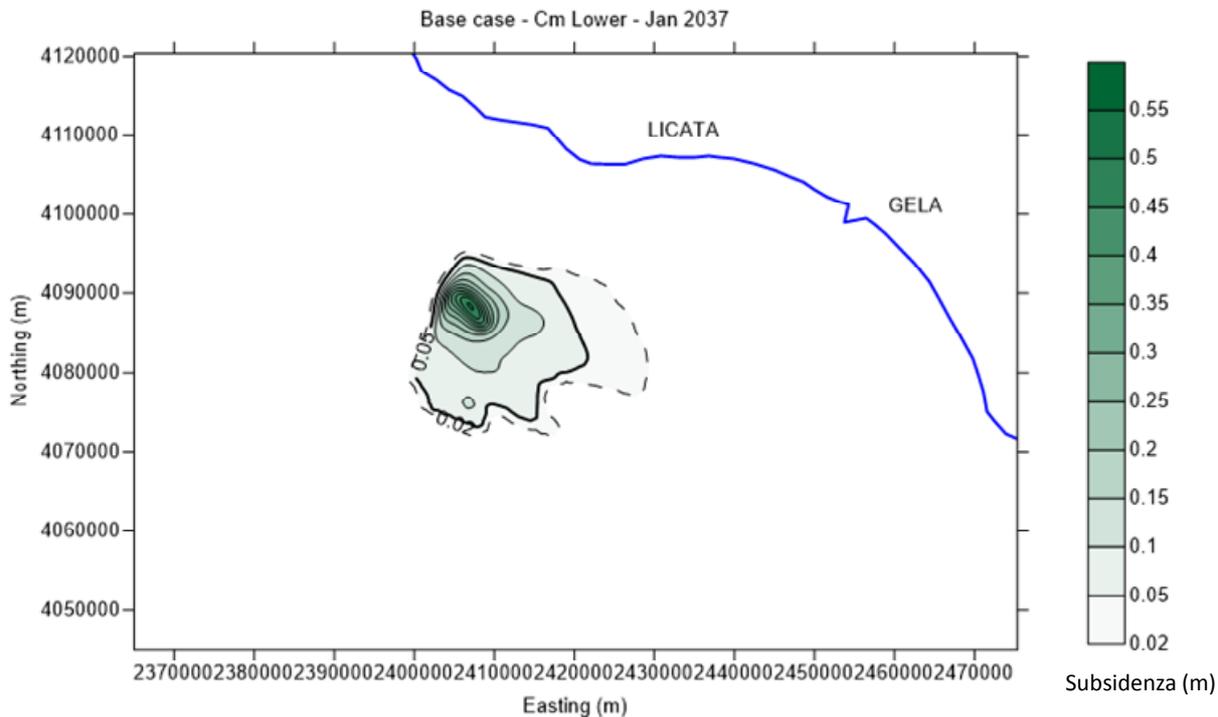


Figura 19 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario LOW, senza iniezione di CO2.

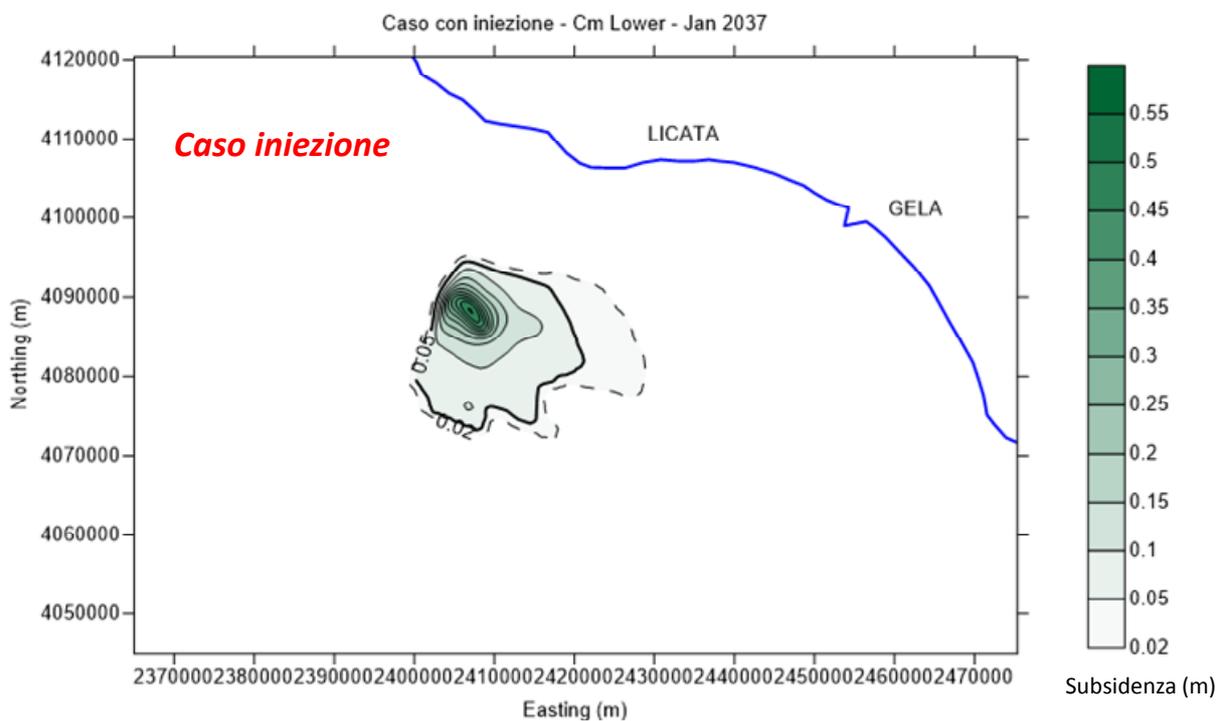


Figura 20 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2037 per lo scenario LOW, con iniezione di CO2.

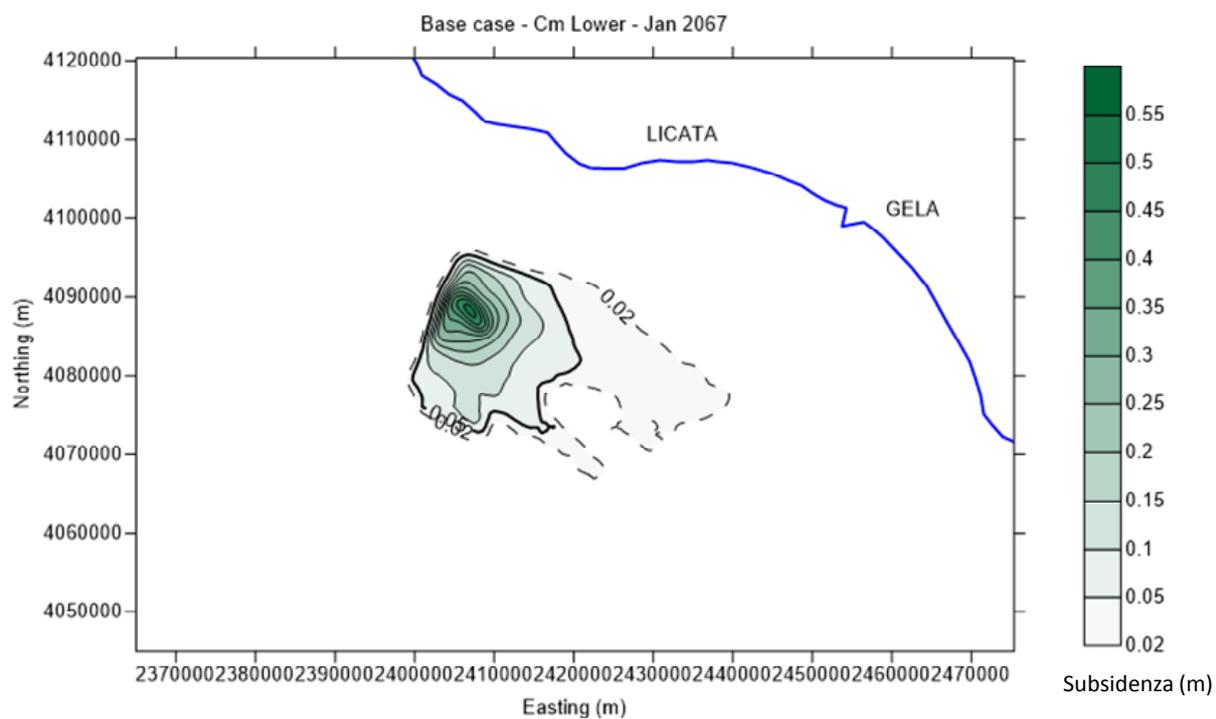


Figura 21 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario LOW, senza iniezione di CO2.

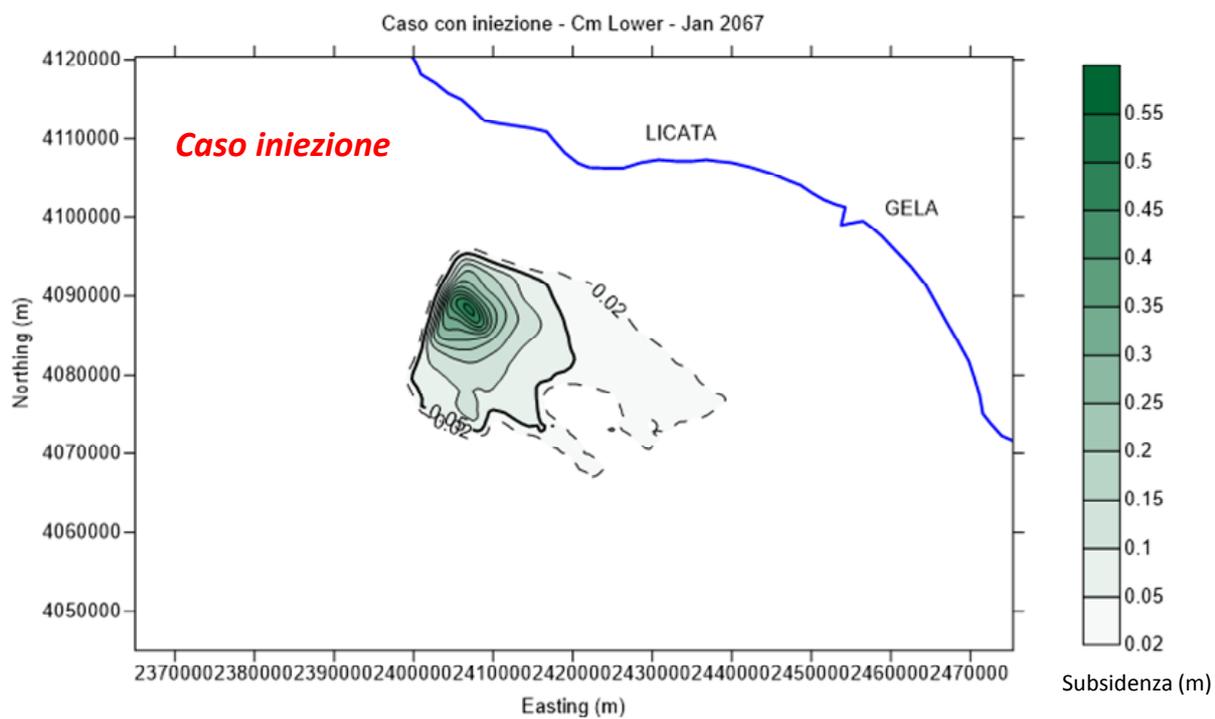


Figura 22 – Curve di iso-subsidenza (in m), al 2067 per lo scenario LOW, senza iniezione di CO2.

## 4 Effetti della iniezione di CO<sub>2</sub> sulla subsidenza

Al fine di analizzare più nel dettaglio gli effetti dell'iniezione sulla subsidenza indotta dalla coltivazione dei campi di Argo e Cassiopea, agli spostamenti calcolati in superficie dalla simulazione nel caso DONOTHING sono stati sottratti quelli della simulazione del caso CO<sub>2</sub>\_INJECTION. Da Figura 23 a Figura 28 si riportano le mappe con i risultati di tale analisi. Come si può notare l'iniezione di CO<sub>2</sub>, per i sei scenari considerati, non è efficace per contrastare la subsidenza indotta dalla coltivazione.

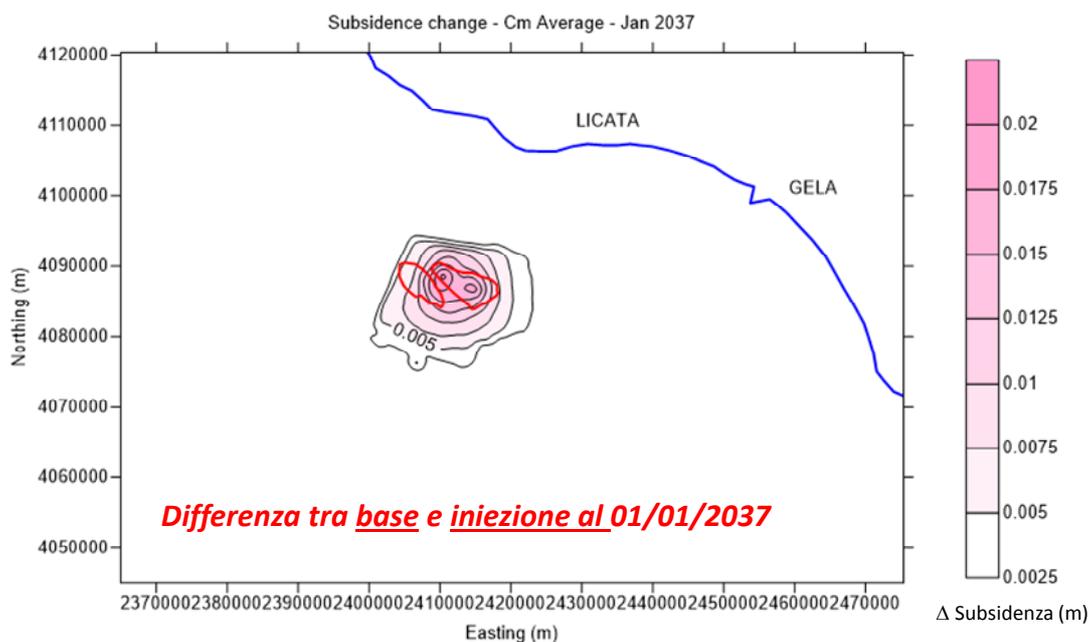


Figura 23 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO<sub>2</sub> al 2037, scenario MEDIO.

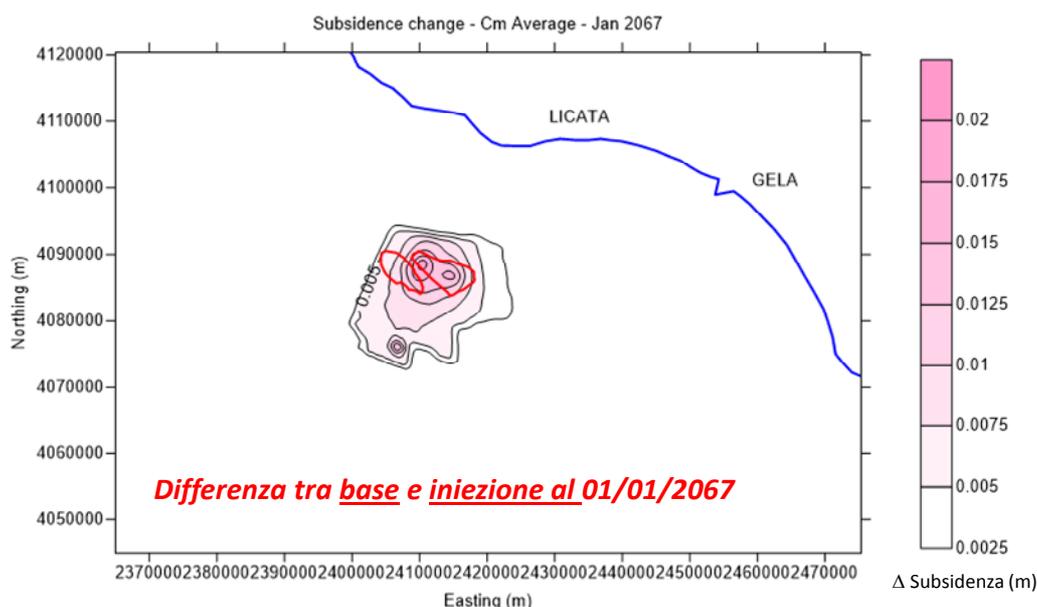


Figura 24 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO<sub>2</sub> al 2067, scenario MEDIO.

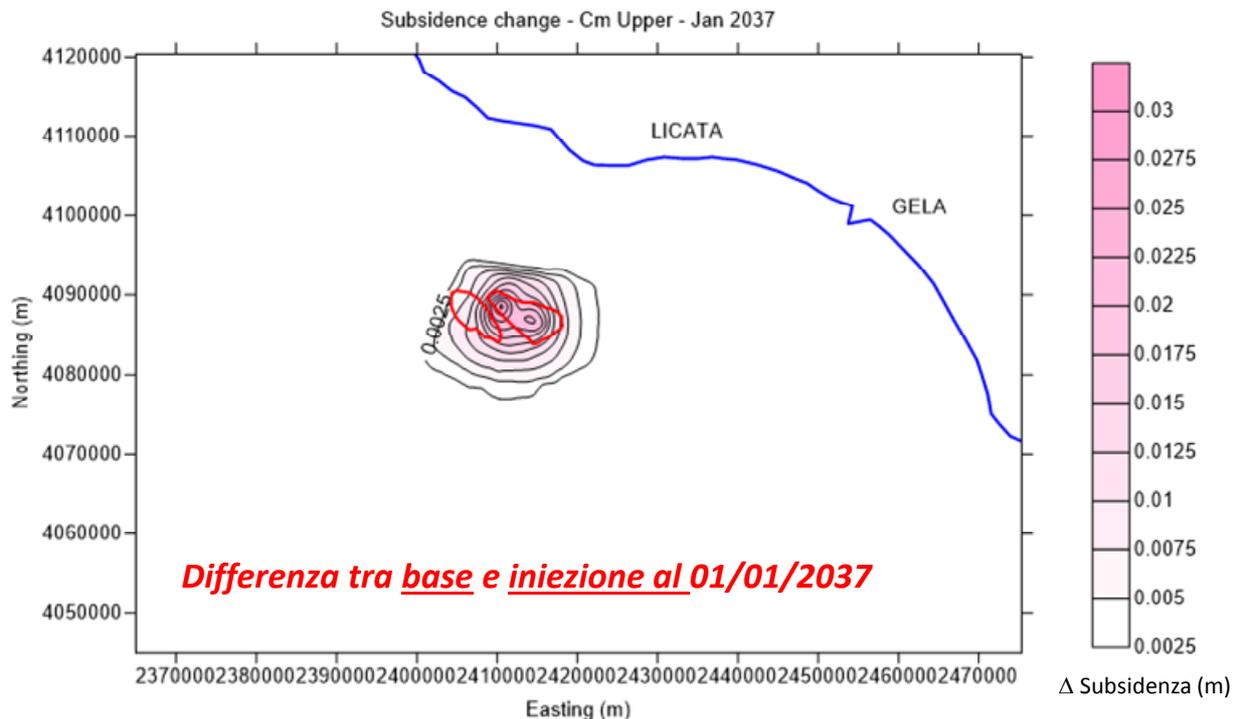


Figura 25 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO2 al 2037, scenario UP.

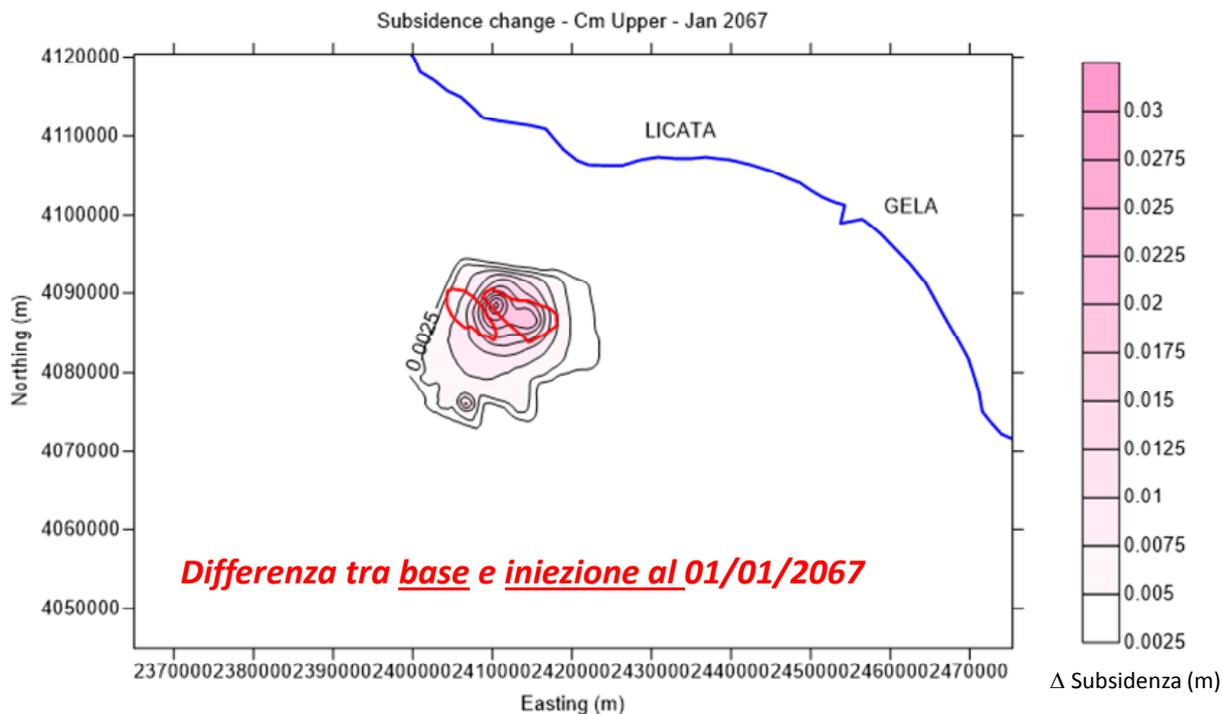


Figura 26 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO2 al 2067, scenario UP.

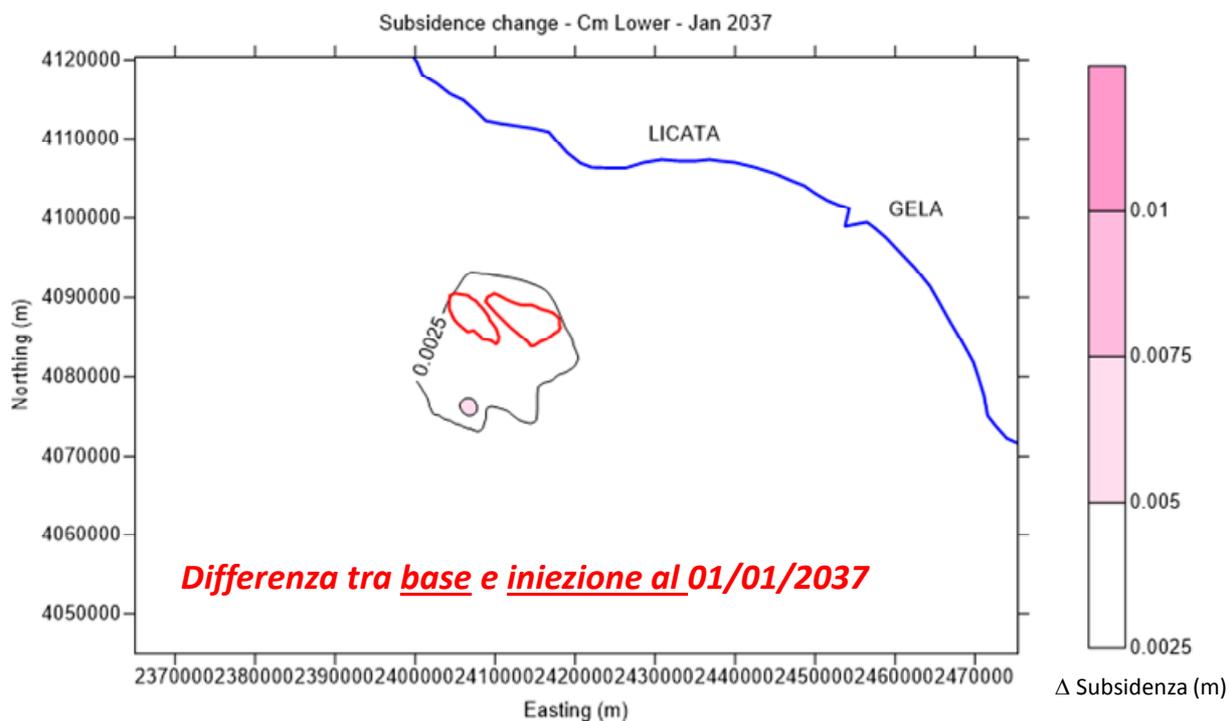


Figura 27 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO<sub>2</sub> al 2037, scenario LOW.

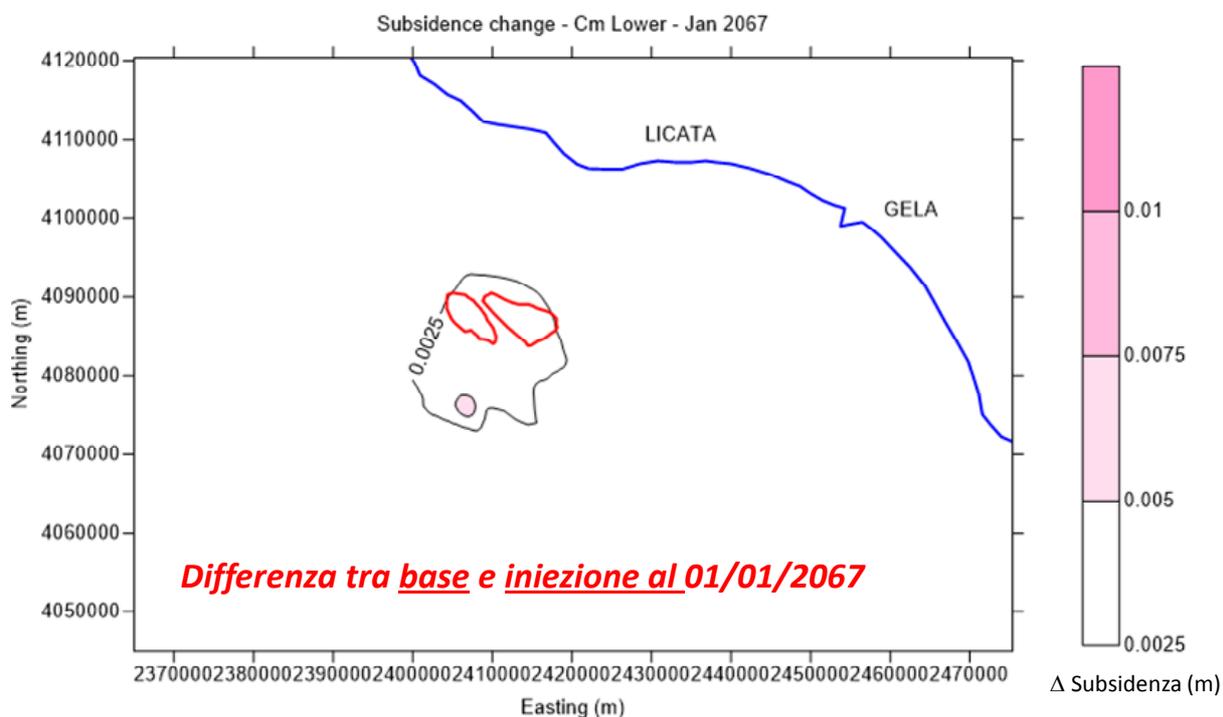


Figura 28 – Differenza di subsidenza prevista tra i casi senza e con iniezione di CO<sub>2</sub> al 2067, scenario LOW.



## Bibliografia

1. Eclipse™, Schlumberger, versione 2013.2.
2. Simulazioni relative all'opportunità di iniezione CO2 in progetto Argo Cluster – *Rapporto GISE 23/2015*.
3. T. Hueckel, G. Cassiani, J.H. Prévost and D.A. Walters: *Field Derived Compressibility of Deep Sediments of the Northern Adriatic. Land Subsidence*, Special Volume, Proc. 7th Int. Symp. on Land Subsidence, Shanghai, 2005.
4. Campi a gas di Argo e Cassiopea – Modello predittivo di subsidenza– Isamgeo Engineering GmbH – 17 marzo 2016.
5. D. Bau', M. Ferronato, G. Gambolati and P. Teatini: *Basin-scale compressibility of the northern Adriatic by the radioactive marker technique*. Géotechnique 52, No. 8, 605–616, 2002.
6. M. Ferronato, G. Gambolati, P. Teatini and D. Bau': *Interpretation of Radioactive Marker Measurements To Evaluate Compaction in the Northern Adriatic Gas Field*, SPE Evaluation & Engineering, December 2003.
7. F.J.Santarelli, M.Brignoli, A. Pellegrino: *La scelta del coefficiente di Poisson per formazioni a grande scala* - 04/1996.
8. Teatini P., M. Ferronato, G. Gambolati, W. Bertoni and M. Gonnella, 2005: *A century of land subsidence in Ravenna, Italy*. Environmental Geology, 47, 831-846.

 <p data-bbox="411 188 558 286">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="608 174 713 255">Date febbraio 2020</p>	<p data-bbox="735 114 1321 320"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p data-bbox="1358 165 1444 264">Page 124 of 213</p>
--	---	---	--

## **ALLEGATO 4**

**Decreto n.149 del 27/05/2014 del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT)**



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

**DI CONCERTO CON IL  
MINISTRO DEI BENI E DELLE ATTIVITA' CULTURALI  
E DEL TURISMO**

**VISTO** l'art. 7 comma 3 del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii. *"Norme in materia ambientale"*;

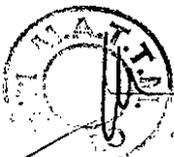
**VISTO** l'articolo 26 e 28 del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii.;

**VISTO** l'allegato II, punto 7), del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii. che, ai sensi dell'art. 7 comma 3 dello stesso, prevede la competenza di VIA statale per le attività di *"Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare"*;

**VISTO** l'art. 6, comma 17 del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dall'art. 2, comma 3, lettera "h" del D.lgs 29 giugno 2010, n. 128;

**VISTO** le ulteriori modifiche apportate al D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 dall'art. 35 del D.L. 22 giugno 2012, come convertito dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134;

**VISTO** il D.lgs 29 giugno 2010, n. 128 *"Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma della legge 18 giugno 2009, n. 69"*, ed in particolare l'art. 4, comma 5, che prevede *"le procedure di VAS, VIA e AIA avviate precedentemente all'entrata in vigore del presente decreto sono concluse ai sensi delle norme vigenti al momento dell'avvio del procedimento"*;



**VISTI** in particolare l'art. 10, comma 1, e l'art. 8, comma 2, del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 come modificati dal D.lgs 16 gennaio 2008, n.4;

**VISTO** il D.P.C.M. del 27 dicembre 1988, concernente *“Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'art. 3 del D.P.C.M. del 10 agosto 1988, n. 377”* e ss.mm.ii.;

**VISTO** il Decreto legge 9 febbraio 2012 n. 5, convertito in Legge 4 aprile 2012, n. 35, che integra l'Allegato VIII del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., assoggettando a Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) anche gli *“impianti localizzati in mare su piattaforme offshore”*;

**VISTO** l'articolo 9 del D.P.R. 14 maggio 2007, n. 90, e successive modifiche di cui all'art. 7, comma 1, del Decreto legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito in Legge 14 luglio 2008, n. 123, che ha istituito la Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS e che prevede, per le valutazioni di impatto ambientale di opere, per le quali sia riconosciuto un concorrente interesse regionale, l'integrazione della Commissione con un componente designato dalle Regioni e dalle Province Autonome interessate;

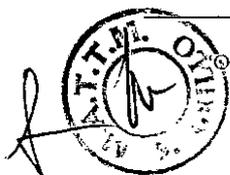
**CONSIDERATO** che in sede di istruttoria tecnica la Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS è stata integrata dal rappresentante della Regione Siciliana, nominato con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;

**VISTO** il D.lgs 18 febbraio 2005, n. 59, recante *“Attuazione intergale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento”*;

**VISTO** il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. GAB/DEC/153 del 25 settembre 2007, di costituzione e funzionamento della Commissione istruttoria AIA-IPPC;

**VISTO** il decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare n. 209, del 14 luglio 2008, di modifica della composizione del nucleo di coordinamento della Commissione istruttoria AIA - IPPC;

**VISTA** l'istanza di pronuncia di compatibilità ambientale presentata in data 28 aprile 2010, acquisita al protocollo DVA-2010-0011332 del 3 maggio 2010, dalla Società Eni S.p.A., relativamente al progetto denominato *“Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea”* collegato all'istanza di concessione di coltivazione di gas metano *“d3G.C.-AG”*;



**PRESO ATTO** che la Società Eni S.p.A., ha provveduto, ai sensi dell'art. 24 del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., a dare comunicazione al pubblico del deposito della documentazione di VIA, per la pubblica consultazione, tramite annunci pubblicati su quotidiani "Corriere della Sera" e "La Sicilia" in data 28 aprile 2010;

**ACQUISITE**, con note del proponente del 30 settembre 2011 e del 19 ottobre 2011, le integrazioni documentali richieste dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS;

**PRESO ATTO** che la Società Eni S.p.A., ha provveduto, ai sensi dell'art. 24 del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., a dare comunicazione al pubblico del deposito della documentazione integrativa alla documentazione di VIA, per la pubblica consultazione, tramite annunci pubblicati su quotidiani "Corriere della Sera" e "Giornale di Sicilia" in data 5 ottobre 2011;

**PRESO ATTO**, relativamente al progetto, che:

- lo stesso è ubicato nel Canale di Sicilia nell'offshore al largo delle coste del Comune di Licata (AG);
- alcune opere del progetto, quali lo sviluppo dei campi gas Argo e Cassiopea e la perforazione di due pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1, ricadono nell'area oggetto dell'istanza di coltivazione "d3G.C.-AG";
- altre opere del progetto medesimo, quali l'installazione della piattaforma Prezioso K e la posa delle condotte sottomarine e opere connesse, sono realizzate all'esterno dell'area "d3G.C.-AG", come di seguito descritto;

**PRESO ATTO** che detto progetto in particolare prevede:

- lo sviluppo della coltivazione di due campi gas denominati Argo e Cassiopea, a circa 21 km dalla costa, attraverso:
  - il recupero, il completamento e la messa in produzione di due pozzi esistenti denominati Argo 2 e Cassiopea 1dir;
  - la perforazione e la messa in produzione di nuovi quattro pozzi denominati Cassiopea 2dir, Cassiopea 3, Cassiopea 4 e Cassiopea 5;
- la perforazione di due nuovi pozzi esplorativi denominati Centauro 1 e Gemini 1;
- l'installazione della piattaforma Prezioso K, vicina all'esistente piattaforma Prezioso, e la realizzazione del ponte di collegamento fra le stesse, ricadente nella concessione di coltivazione "C.C 3.AG", a circa 11 km dalla costa, nel tratto compreso fra i Comuni di Licata e di Gela;



- la realizzazione del processo di trattamento del gas;
- l'installazione delle strutture in alto fondale e posa delle condotte sottomarine (*sealines*) di collegamento tra i pozzi e la piattaforma Prezioso K e tra la piattaforma e il Pipe Line End Manifold (PLEM) posizionato a circa 7 km dalla costa e alla profondità di circa 20 m;
- l'installazione del *riser*;
- la realizzazione dei sistemi di emergenza;
- la realizzazione delle opere a terra del progetto nel territorio del Comune di Gela in un'area, di circa 2.500 m<sup>2</sup>, individuata all'interno della già esistente area relativa al Progetto *Green Stream* (realizzazione di un misuratore fiscale del gas e l'installazione temporanea delle apparecchiature necessarie a garantire le operazioni di "pigging" della *sealine* di trasporto);

**PRESO ATTO** che:

- a seguito dell'entrata in vigore delle disposizioni di cui all'art. 2, comma 3, lettera "h" del D.lgs 29 giugno 2010, n. 128, l'area dell'istanza di concessione di coltivazione risultava compresa per circa il 17% nelle aree di divieto delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, stabilite dalla detta normativa;
- il programma dei lavori si sviluppa totalmente oltre le 12 miglia marine dal perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette, quindi esternamente alle aree di divieto di cui alla sopra citata normativa;

**ACQUISITA** la nota n. 10358 del 13 maggio 2011 , protocollo DVA-2011-12639 del 25 maggio 2011, con cui il Ministero dello Sviluppo Economico, a fronte della reiterata manifestazione di interesse da parte della Società Eni S.p.A. all'ottenimento della concessione di coltivazione, comunica che *"rilevata l'effettiva ubicazione delle attività di coltivazione nell'ambito dell'area richiesta, tenuto anche conto della rilevanza strategica della produzione nazionale di gas nell'attuale particolare contesto alla quale possono contribuire significativamente le produzioni previste nell'ambito dei giacimenti Argo e Cassiopea, si ritiene che non sussistano motivi ostativi a proseguire l'iter istruttorio"* specificando altresì che *"l'eventuale nuova delimitazione dell'area in conformità ai disposti di cui al D.lgs 128/10 potrà essere definita successivamente sulla base del parere del Consiglio di Stato"*;

**ACQUISITO** il parere positivo con prescrizioni espresso dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS n. 941 del 25 maggio 2012;



**VISTA** la nota del 27 settembre 2012, con cui la Società, a seguito dell'accesso agli atti e della presa visione del parere della Commissione n. 941 del 25 maggio 2012, ha chiesto l'annullamento delle prescrizioni n. 9, 13, 14, la revisione delle prescrizioni n. 16 e 21 e chiarimenti in merito alla prescrizione n. 11, contenute nel parere medesimo;

**PRESO ATTO** che l'art. 35, comma 1, del Decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito in Legge 7 agosto 2012, n. 134, ha escluso dal campo di applicazione delle misure di tutela introdotte dall'art. 2, comma 3, lettera "h" del D.lgs 29 giugno 2010, n. 128, i procedimenti concessori e autorizzatori già avviati alla data di entrata in vigore dello stesso e che, pertanto, è venuta meno la necessità di riprimetrare l'area oggetto dell'istanza;

**PRESO ATTO** che, in conseguenza dell'entrata in vigore del Decreto legge 9 febbraio 2012, n.5, anche gli "impianti localizzati in mare su piattaforme offshore" debbano essere assoggettati a Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), la Società Eni S.p.A. ha chiesto l'Autorizzazione Integrata Ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K con nota del 13 luglio 2012, acquisita al protocollo DVA-2012-17212 del 17 luglio 2012;

**PRESO ATTO** che Eni S.p.A. ha provveduto, ai sensi dell'art. 24 del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., a dare comunicazione al pubblico del deposito della documentazione relativa al procedimento di rilascio dell'AIA per la nuova piattaforma Prezioso K, nell'ambito del procedimento di VIA già avviato, per la pubblica consultazione, con annunci pubblicati su quotidiani "La Repubblica" e "Il Giornale di Sicilia" il 27 agosto 2012;

**PRESO ATTO** che con nota del 30 novembre 2012, acquisita al protocollo DVA-2012-0029445 del 4 dicembre 2012, la Società ha trasmesso le integrazioni richieste dalla Commissione Tecnica di Verifica di Impatto Ambientale VIA e VAS a fronte delle richieste formulate dalla Commissione istruttoria AIA – IPPC;

**PRESO ATTO** che la Commissione istruttoria AIA – IPPC ha rilasciato, per la nuova piattaforma Prezioso K, il parere istruttorio conclusivo, costituito da 47 pagine, con il relativo "Piano di Monitoraggio e Controllo", costituito da 32 pagine, in data 13 febbraio 2013, protocollo CIPPC-00-2013-0000258, acquisito dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS, protocollo CTVA-2013-0000593 del 14 febbraio 2013, nell'ambito dell'istruttoria tecnica congiunta VIA-AIA, che allegato al presente decreto ne costituisce parte integrante;



**ACQUISITO** il parere positivo con prescrizioni n. 1263 del 28 giugno 2013 della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS, espresso a seguito dell'istruttoria congiunta VIA-AIA, che comprende il "Piano di Monitoraggio e Controllo" relativo all'AIA, complessivamente costituito da 78 pagine, che allegato al presente decreto ne costituiscono parte integrante;

**CONSIDERATO** che detto parere n. 1263 del 28 giugno 2013 sostanzialmente supera e sostituisce il precedente parere n. 941 del 25 maggio 2012;

**PRESO ATTO** che:

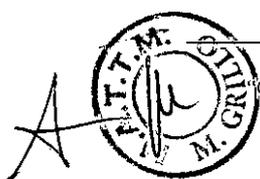
- l'area oggetto delle attività *onshore* del progetto risulta:
  - compresa interamente all'interno di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), "Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela" ZPS ITA 050012;
  - in prossimità di un Sito di Importanza Comunitaria (SIC) "Biviere e Macconi di Gela" SIC ITA050001 posto a una distanza di circa 60 m;
  - compresa interamente all'interno dell'area classificata come Important Bird Area (IBA) n. 166 "Biviere e Piana di Gela";
- con riguardo all'interferenza diretta o indiretta del progetto sulla ZPS ITA050012 "Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela" e sul SIC ITA050001 "Biviere e Macconi di Gela" è stato redatto lo studio relativo alla Valutazione di Incidenza;
- sulla base dell'istruttoria condotta dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS sono state escluse incidenze derivanti dalla realizzazione del progetto sui siti "Natura 2000";

**ACQUISITO** il parere favorevole con prescrizioni del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo espresso con nota n. DG/PAAC/34.19.04/21694/2012 del 19 agosto 2013, acquisito al protocollo DVA-2013-0019409 del 22 agosto 2013, costituito da 5 pagine, che allegato al presente provvedimento ne costituisce parte integrante;

**VISTA** la Delibera di Giunta Regionale DGR n. 263 del 14 luglio 2010, trasmessa con nota n. 2112 del 5 agosto 2010, acquisita al protocollo DVA-2010-20828 del 2 settembre 2010, con cui la Regione Siciliana esprime la propria contrarietà in merito alla realizzazione tutti gli impianti di coltivazione idrocarburi su piattaforme *offshore* al largo delle coste siciliane;

**PRESO ATTO** che :

- la Delibera di Giunta Regionale DGR n. 263 del 14 luglio 2010, seppure non specificatamente riferita al progetto "Offshore Ibleo – Campi Argo e



Cassiopea”, è comunque stata considerata nel parere della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS;

- in linea con quanto rappresentato dalla Regione Siciliana nella sopra citata Delibera, il rappresentante della Regione Siciliana in seno alla Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS, con nota del 14 maggio 2013, ha espresso il proprio parere contrario che è stato considerato in sede di istruttoria tecnica ed al fine della definizione del procedimento;

**CONSIDERATO** quindi che sono allegati al presente Decreto e ne costituiscono parte integrante i seguenti pareri:

1. Parere della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS n. 1263 del 28 giugno 2013;
2. Parere del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo n. DG/PAAC/34.19.04/21694/2012 del 19 agosto 2013;
3. Parere della Commissione istruttoria AIA – IPPC con il relativo “*Piano di Monitoraggio e Controllo*” del 13 febbraio 2013, n. CIPPC-00-2013-0000258;

**PRESO ATTO** che sono pervenute, ai sensi del comma 4 dell’art. 24 del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii., numerose osservazioni da parte del pubblico nonché pareri da parte di Amministrazioni ed Enti pubblici locali, che, riportate nel parere della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale VIA e VAS n. 1263 del 21 giugno 2013, sono state considerate in sede di istruttoria tecnica ed al fine della definizione del procedimento;

**CONSIDERATO** che l’istruttoria relativa al progetto “Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea”, come sopra descritto, proposto dalla Società Eni S.p.A., rientra nell’ambito della procedura unificata di VIA-AIA;

**CONSIDERATO** che:

- il presente provvedimento ha valenza di VIA e di AIA e, come tale, sostituisce le autorizzazioni ambientali di cui all’allegato IX alla Parte II del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii.;
- ai sensi dell’articolo 26, comma 4, del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii., sulla base di una ricognizione effettuata dal proponente delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi comunque denominati in materia ambientale, e relativi al livello di progettazione oggetto di questo procedimento di VIA non risultano da acquisire ulteriori autorizzazioni;



- prima della conclusione della conferenza dei servizi decisoria dovranno altresì essere acquisite eventuali ulteriori autorizzazioni necessarie in relazione a possibili successivi approfondimenti progettuali;
- è fatta salva l'acquisizione dell'autorizzazione ex art. 109 del D.lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii. qualora, a seguito di ulteriori approfondimenti progettuali, si dovesse rendere necessaria la movimentazione dei fondali marini;
- fermo restando quanto previsto dall'art. 26 del D.lgs 22 gennaio 2004, n. 42 e ss.mm.ii., sono fatte salve, e quindi non comprese nel presente atto, le ulteriori autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta e assensi in tema di patrimonio culturale eventualmente da rilasciare da parte del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo e della Regione;

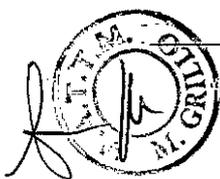
**RITENUTO** che, sulla base di quanto premesso, sussistono tutte le condizioni per dovere provvedere ai sensi degli articoli 10 e 26 del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii. all'emanazione del presente provvedimento;

## D E C R E T A

la compatibilità ambientale relativamente al progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea", come dettagliato nelle premesse, e l'autorizzazione integrata ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K, ricompresa nel progetto, presentato dalla Società Eni S.p.A., con sede legale in Piazzale Enrico Mattei, 1 Roma, nell'ambito della conferenza concessione di coltivazione denominata "d3G.C.-AG", a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni e gli adempimenti amministrativi indicati nei seguenti allegati che costituiscono parte integrante del presente decreto:

- Allegato 1: Quadro prescrittivo relativo a VIA, AIA e prescrizioni del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (12 pagine);
- Allegato 2: Adempimenti amministrativi relativi all'AIA (4 pagine);
- Allegato 3: Piano di monitoraggio e controllo relativo all'AIA (28 pagine).

Il presente provvedimento sarà comunicato alla Società Eni S.p.A., al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, alla Regione Siciliana, alla Provincia di Agrigento, alla Provincia di Caltanissetta, al Comune di



Agrigento, al Comune di Licata, al Comune di Palma di Montechiaro, al Comune di Gela, all'ISPRA, all'ARPA Sicilia, al Comando Generale del Corpo delle Capitanerie di Porto, nonché al Ministero dello Sviluppo Economico.

Sarà cura della Regione Siciliana comunicare il presente decreto alle altre Amministrazioni e/o organismi eventualmente interessati. Sarà cura del Comando Generale del Corpo delle Capitanerie di Porto comunicare il presente decreto alle Capitanerie di Porto eventualmente interessate.

Il presente decreto è reso disponibile, unitamente ai pareri della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS, della Commissione istruttoria AIA – IPPC e del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, sul portale per le Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

La Società Eni S.p.A. provvederà alla pubblicazione del presente provvedimento per estratto nella Gazzetta Ufficiale, ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs 3 aprile 2006 n. 152 e ss.mm.ii., notiziandone il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo.

La Società provvederà inoltre a trasmettere al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo copia del provvedimento autorizzativo finale e la relativa copia della pubblicazione dello stesso ai sensi dell'art. 14-ter, comma 10, della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e ss.mm.ii.

Ai sensi dell'art. 26, comma 6, del D.lgs 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal D.lgs 16 gennaio 2008, n. 4, il progetto di cui al presente decreto dovrà essere realizzato entro cinque anni decorrenti dalla data di pubblicazione del relativo estratto sulla Gazzetta Ufficiale; trascorso tale periodo, fatta salva la facoltà di proroga su richiesta del proponente, la procedura di valutazione dell'impatto ambientale dovrà essere reiterata.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni dalla pubblicazione del relativo estratto in Gazzetta Ufficiale.

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE  
E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO  
E DEL MARE



IL MINISTRO DEI BENI  
E DELLE ATTIVITÀ CULTURALI  
E DEL TURISMO



# ALLEGATO 1

## QUADRO PRESCRITTIVO RELATIVO A VIA, AIA E PRESCRIZIONI DEL MINISTERO DEI BENI E DELLE ATTIVITÀ CULTURALI E DEL TURISMO

### A) Prescrizioni del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relative alla VIA

- A.1 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.
- A.2 Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà effettuare una più approfondita valutazione degli impatti per le attività di pesca e prevedere adeguate forme di compensazione.
- A.3 In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà approfondire la problematica del rischio da frana mediante la predisposizione di uno studio dettagliato dei fenomeni franosi, con particolare attenzione alla cartografia morfologica, alla definizione dello stato di attività e ai cinematismi.
- A.4 In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori, tenuto conto che le condotte a mare di seguito denominate *sealine* saranno ubicate in prossimità delle piattaforme Prezioso e Prezioso K o comunque in vicinanza di strutture ad alto rischio di incidente, dovrà essere eseguita un'analisi di rischio delle condotte a mare con dettagliate analisi quantitative che tengano conto di tutti i possibili scenari accidentali causati da impatto e trascinamento di ancore, interferenza con attrezzature di pesca, malfunzionamento delle attrezzature in uso alle piattaforme, errore umano, ecc. esattamente come previsto dalle normative internazionali DnV RP-F107 "*Risk Assessment of Pipeline Protection*"; ciò in considerazione del fatto che le sealine in questione sono escluse dal campo di applicazione del D.Lgs. 334/99 ai sensi dell'art. 4, lett. d). È prescritto altresì il pieno rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "*Submarine Pipeline Systems*" in cui è previsto che la probabilità di rottura di ogni condotta sottomarina sia inferiore a  $1 \times 10^{-5}$ /anno.
- A.5 Per quanto concerne la procedura per l'utilizzo delle terre e rocce da scavo come sottoprodotto (D.Lgs 152/06 Art. 186 comma 2), il Proponente dovrà redigere



un progetto di utilizzo, completo di elaborati cartografici e non, tra cui si segnalano:

- a) cartografie della classificazione urbanistica dell'area di scavo e di quella di destinazione;
- b) planimetrie del sito di provenienza e del sito di conferimento con evidenziate le aree di scavo, di deposito e di riutilizzo;
- c) planimetria del sito di scavo con indicati i punti di campionamento;
- d) copia dei certificati di analisi merceologiche e chimiche svolte sui campioni prelevati dal sito di produzione dei materiali di scavo;
- e) descrizione delle modalità e dei tempi di eventuale deposito dei materiali di scavo in attesa di utilizzo.

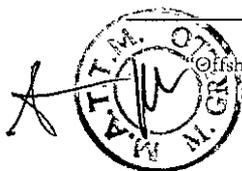
A.6 In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà prevedere una sistemazione delle pendenze dell'area di progetto *onshore* in modo da evitare, in caso di eventi estremi di pioggia, il convogliamento delle acque meteoriche nel bacino di contenimento del generatore diesel.

A.7 In fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà redigere profili geologici dettagliati che permettano di evidenziare le problematiche geologiche lungo il tracciato delle *sealine* e nel tratto *onshore* così come un'analisi della sismicità locale legata ad attività tettonica.

A.8 Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà integrare il Piano di monitoraggio dei fenomeni geodinamici con approfondimenti riguardo al monitoraggio dei processi erosivi lungo il tratto di litorale prospiciente l'area di interesse, da mettere a punto con le Autorità competenti.

A.9 Prima dell'avvio dei lavori, relativamente alle attività di perforazione dei pozzi, il Proponente dovrà predisporre ed eseguire un Piano di monitoraggio degli effetti prodotti sull'ambiente marino dalla realizzazione ed esercizio delle opere, con particolare riguardo alle eventuali alterazioni a carico delle comunità bentoniche ed ittiche, e le eventuali ripercussioni sulle attività di pesca. I contenuti del piano dovranno essere concordati con ISPRA.

A.10 In relazione alla natura dei lavori previsti per l'attuazione del progetto in esame, che comporteranno la movimentazione dei sedimenti e quindi la loro dispersione nelle acque dell'area marina interessata, prima dell'avvio dei lavori, il proponente dovrà attuare una campagna di monitoraggio *ante operam* finalizzata ad aggiornare e confermare le risultanze delle campagne di monitoraggio ambientale realizzata nell'anno 2009, con particolare riferimento alla caratterizzare dello stato chimico-fisico dei sedimenti e delle acque all'interno dell'area che verrà interessata dalla realizzazione dell'opera in oggetto. I contenuti di tale campagna, che dovranno essere coerenti con le disposizioni di cui al D.M. 24/01/1996 e preventivamente concordati con ISPRA, dovranno



essere trasmessi al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare per la relativa verifica di ottemperanza.

A.11 In relazione al nuovo tracciato ed alle nuove caratteristiche delle *sealine*, in fase di progettazione esecutiva il proponente dovrà effettuare una simulazione numerica complessiva della dispersione dei sedimenti nell'ambiente marino durante la fase di scavo e affossamento delle *sealines* mediante l'utilizzo di opportuni modelli tridimensionali certificati che tengano conto:

- a) delle caratteristiche dei mezzi navali e delle attrezzature effettivamente impiegate in termini di dimensioni, potenza, caratteristiche degli scafi e delle eliche, ecc.;
- b) dei parametri fisici, geologici e geotecnici dei sedimenti e delle quantità di mercurio negli stessi contenute;
- c) delle effettive velocità di ricaduta sul fondo marino ("*Fall Velocity Susp. Current*");
- d) del campo idrodinamico di base dovuto al regime delle correnti e delle onde nel periodo previsto per l'esecuzione dei lavori.

Le suddette simulazioni dovranno essere eseguite lungo le porzioni di tracciato delle *sealines* (corridoi) interessate dalle attività di scavo e affossamento, con scansione adeguata. In ogni punto selezionato dovranno essere fornite ed analizzate come minimo le concentrazioni areali dei sedimenti posti in sospensione a diversi livelli d'acqua misurati a partire dal fondale marino con i relativi tempi di risospensione. Dovranno inoltre essere definiti ed analizzati il campo di corrente e le onde anomale ("*Bernoulli Wake*" – generate dai mezzi navali impiegati durante l'esecuzione dei lavori) che si propagano anche verso il basso fondale dando luogo a "stress" ed alla conseguente risospensione dei sedimenti. Quanto sopra dovrà essere valutato a mezzo di opportuni software tridimensionali (i.e. "*Shipflow*" o equivalenti) che tengano conto delle reali caratteristiche delle navi e dei mezzi.

A.12 In relazione al fatto che l'attività di realizzazione della piattaforma Prezioso K risulta quella maggiormente impattante sui mammiferi marini, si ritiene opportuno, nell'ambito del Piano di monitoraggio proposto, d'integrare la squadra addetta all'installazione della piattaforma con osservatori qualificati, esperti di biologia dei mammiferi marini, che:

- inizino le osservazioni almeno 30 minuti prima dell'inizio dell'attività di battitura dei pali, per escludere la presenza di mammiferi marini nel raggio di 1 miglio marino dalla sorgente;
- 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.

- A.13 Il proponente dovrà, anche a causa del valore differenziale molto alto (15.82 dB) che si ottiene in corrispondenza al recettore R1 (recinzione impianto), dotare la recinzione dell'impianto di sistemi fonoassorbenti durante la fase di cantiere, quantomeno in corrispondenza ai punti del perimetro per cui risulti superato il livello di emissione. La definizione delle modalità di posa e delle specifiche tipologie di pannelli fonoassorbenti, dovrà essere sviluppata in accordo con ARPA Sicilia.
- A.14 Poiché per quanto riguarda la fase di esercizio, l'analisi acustica dovesse confermare il superamento del livello di emissione notturna causato dalla valvola di salto di pressione il proponente dovrà dotare tale valvola di un sistema di schermatura fonoassorbente. La definizione delle modalità di posa e delle specifiche tipologie di pannelli fonoassorbenti, dovrà essere sviluppata in accordo con ARPA Sicilia.
- A.15 Al fine di ottimizzare l'inserimento paesaggistico degli interventi *onshore*, il proponente dovrà prevedere nel progetto esecutivo la realizzazione di alcune fasce piantumate con essenze vegetali locali autoctone, al fine di ridurre l'eventuale riverbero luminoso delle strutture metalliche.
- A.16 Entro sei mesi dall'emanazione del presente Decreto VIA il proponente dovrà presentare un progetto di monitoraggio per il controllo della Subsidenza, che preveda metodiche superficiali mediante stazioni assesti metriche/ piezometriche, e rilievi satellitari RADARSAT, sottocosta con tecniche LADS – *laser airborne depth sounder* – sul fondale con rilievi *multibeam*, e metodiche profonde su un pozzo ARGO e su tre pozzi CASSIOPEA mediante tecnica di prove edometriche su un numero su un numero significativo di campioni prelevati da carote durante la perforazione dei pozzi di sviluppo. Le attrezzature previste dal progetto di monitoraggio dovranno essere installate almeno 12 mesi prima dell'inizio dell'attività di estrazione del metano dai pozzi. Il monitoraggio dovrà seguire l'evoluzione previsionale del cono di subsidenza indotto dalla coltivazione del giacimento che, secondo il proponente, dovrebbe estendersi per circa 78 km in direzione NO-SE e per circa 26 km in senso NE-SO, dopo 27 anni dalla fine della produzione, mantenendosi oltre i 12 km lontano dalla costa, in acque profonde tra i 150 e 750 m circa.
- A.17 In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere predisposto uno scenario previsionale che quantifichi gli effetti negativi e significativi sull'habitat marino dovuti ad incidente in fase di perforazione del



pozzo o coltivazione del giacimento, incendio sulla piattaforma, che valuti l'entità dell'eventuale danno producibile sull'ecosistema, la sua riparabilità, ed individui le misure per mitigare e compensare i danni creati sull'ecosistema e quantificati i costi per gli interventi. Il Piano di emergenza ambientale dovrà indicare le tecnologie che interverranno e le misure di pronto intervento da porre in essere in caso si verificasse l'evento incidentale, per contenere ed eliminare gli inquinamenti conseguenti a sversamento od eruzione. Dovrà essere accantonata la cifra necessaria a far fronte ai costi stimati per le operazioni di risanamento e ripristino dell'habitat.

A.18 In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina *ante operam* con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto.

A.19 In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare un piano operativo per lo svolgimento di attività di perforazione che soddisfi i seguenti requisiti:

- a) Le schede tecniche di sicurezza e le caratteristiche qualitative e quantitative dei fluidi di perforazione e relativi componenti, esattamente come indicato dal D.M. 28.07.1994 e ss.mm.ii..
- b) L'obbligo ad effettuare la separazione dei *cutting* asportati dal fango solo ed esclusivamente sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio mediante l'uso di vibrovagli e almeno due batterie di idrocycloni in serie: la prima costituita da *desander* e la seconda costituita da *desilter*. Per il recupero dei materiali di appesantimento, per disidratare il fango esausto e i *cutting* prima del trasporto finale a discarica, è prescritto altresì l'uso di centrifughe a cilindri rotanti. Soluzioni alternative potrebbero essere realizzate alla sola condizione che sia comunque garantita una efficienza del processo finale non inferiore a quella sopra descritta.
- c) In ogni caso, sempre sul deck del "Jack-up" o sulla coperta del pontone appoggio, dovranno essere previste diverse vasche di accumulo del fango (sia attive che di riserva per fronteggiare eventuali perdite di circolazione) dotate di agitatori meccanici o pneumatici per mantenere omogeneo il fango, oltre alle vasche di stoccaggio temporaneo dei *cutting* prima di essere trasportati a discarica e ai serbatoi di accumulo delle acque reflue.

A.20 Il Proponente dovrà definire, in accordo con ARPA Sicilia le modalità di esecuzione del collaudo delle *sealines*, con particolare riferimento alla caratterizzazione delle acque utilizzate per la pressurizzazione e l'eventuale pulizia delle *sealines* nella fase di collaudo, al fine di definire le modalità di smaltimento ovvero la possibilità di reimmissione in mare.



- A.21 In fase di progetto esecutivo dovrà essere definita in dettaglio la composizione della lega metallica utilizzata nei sistemi di protezione anticorrosiva di tutte le strutture a mare e dovrà essere sottoposta alla valutazione dell'ARPA Sicilia al fine di verificare la necessità di predisporre un programma di monitoraggio di rilascio di metalli nell'ambiente marino per tutta la durata dell'esercizio, con modalità e tempistica da concordare con ARPA e con costi a carico del Proponente. Tale monitoraggio dovrà sicuramente essere realizzato qualora nei sistemi di protezione siano utilizzati materiali a base di zinco.
- A.22 Prima dell'avvio dei lavori il proponente dovrà presentare un studio finalizzato a verificare la fattibilità della reiniezione di CO<sub>2</sub> per la riduzione delle depressioni generate dallo sfruttamento del giacimento. Tale studio dovrà verificare sia i vantaggi legati al contenimento della subsidenza, sia quelli legati alla cattura geologica di CO<sub>2</sub> considerando anche la sostenibilità ambientale dell'approvvigionamento della CO<sub>2</sub> stessa.

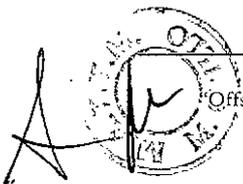
**B) Prescrizioni del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relative all'AIA per l'esercizio della piattaforma "Prezioso K"**

**Sistema di gestione**

- B.1 In adeguamento alle Migliori Tecniche Disponibili, il Gestore dovrà rispettare l'impegno assunto di dotarsi di un sistema di gestione ambientale con una struttura organizzativa, adeguatamente regolata, composta del personale addetto alla direzione, conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi dell'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto.
- Il Gestore dovrà altresì predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche per la relativa ottemperanza. La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati risultanti dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Ente di Controllo.

**Approvvigionamento e stoccaggio materie prime ed ausiliarie e combustibili**

- B.2 Tutte le forniture devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza,





significativa non dichiarata in fase di presentazione della domanda di AIA è ovviamente ritenuta non autorizzata.

B.8 Il Gestore dovrà dotare:

- i camini C1, C2 e C3 di sistemi di monitoraggio in continuo per T, %O<sub>2</sub>, %H<sub>2</sub>O, portata degli effluenti gassosi, NO<sub>x</sub> e CO;
- i camini C4, C5 e C6 di sistemi di monitoraggio in continuo per T, %O<sub>2</sub>, %H<sub>2</sub>O e portata degli effluenti gassosi.

### Emissioni in acqua

B.9 Lo scarico SF2 deve essere distinto, al fine del controllo, in due flussi: SF2a “scarico delle acque di strato” e SF2b “scarico delle acque di drenaggio”, prima della loro miscelazione e dello scarico finale a mare.

B.10 Gli scarichi finali SF1, SF2a e SF2b devono rispettare i limiti riferiti allo scarico in acque superficiali di cui alla tabella 3 dell'allegato 5 alla Parte III del DLgs 152/2006 e s.m.i [inclusa la nota (1) per il parametro T]; per gli olii minerali il limite da rispettare è 40 mg/l (comma 5 art. 104 del D. Lgs. 152/06 e s.m.i).

B.11 I controlli degli scarichi, per la verifica del rispetto dei limiti, devono essere effettuati secondo le modalità indicate nel PMC.

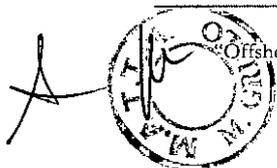
B.12 I pozzetti di prelievo fiscale o comunque i punti di campionamento devono essere in ogni momento accessibili ed attrezzati per consentire il campionamento delle acque reflue da parte delle Autorità di controllo.

B.13 Deve essere costantemente monitorato e garantito il corretto funzionamento degli impianti di trattamento in tutte le loro fasi nonché la corretta gestione e manutenzione di tutte le strutture e delle infrastrutture annesse dotate di sistemi atti a garantire il rispetto delle misure di sicurezza.

### Rifiuti

B.14 Il deposito temporaneo di rifiuti prodotti deve essere gestito nel rispetto di quanto indicato al comma 1) lettera BB) “deposito temporaneo” dell'articolo 183 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii., e in particolare:

- a. il Gestore deve indicare preventivamente di quale criterio gestionale intende avvalersi (temporale o quantitativo);
- b. il deposito temporaneo deve essere effettuato per categorie omogenee di rifiuti e nel rispetto delle relative norme tecniche, nonché, per i rifiuti pericolosi, nel rispetto delle norme che disciplinano il deposito delle sostanze pericolose in essi contenute;
- c. devono essere rispettate le norme che disciplinano l'imballaggio e l'etichettatura delle sostanze pericolose;
- d. le aree di deposito temporaneo deve avere le seguenti caratteristiche:



- devono essere chiaramente identificate e munite di cartellonistica, ben visibile per dimensione e collocazione, indicante le quantità massime, i codici CER, lo stato fisico e le caratteristiche di pericolosità dei rifiuti stoccati;
  - devono essere dotate di idonea copertura se stoccati all'aperto, oppure i rifiuti devono essere stoccati in contenitori chiusi e a tenuta;
  - devono essere adeguatamente protetti dal contatto con le acque meteoriche;
  - i fusti non devono essere immagazzinati su più di due livelli e deve essere sempre assicurato uno spazio di accesso sufficiente per effettuare ispezioni su tutti i lati;
  - i contenitori devono essere immagazzinati in modo tale che perdite e sversamenti non possano fuoriuscire dai bacini di contenimento o dalle apposite aree di drenaggio impermeabilizzate;
- e. il Gestore dovrà verificare almeno una volta al mese, nell'ambito degli obblighi di monitoraggio e controllo, lo stato di giacenza dei depositi temporanei, sia come somma delle quantità dei rifiuti pericolosi e somma delle quantità di rifiuti non pericolosi sia in termini di mantenimento delle caratteristiche tecniche dei depositi stessi;
- f. il Gestore dovrà comunicare tempestivamente, all'autorità competente ed all'autorità di controllo nell'ambito del reporting annuale, eventuali variazioni della natura, dei quantitativi e delle relative aree di stoccaggio temporaneo dei rifiuti prodotti nell'impianto, rispetto a quanto riportato al paragrafo 5.11.

### **Manutenzione ordinaria e straordinaria**

B.15 Il Gestore deve attuare un adeguato programma di manutenzione ordinario tale da garantire l'operabilità ed il corretto funzionamento di tutti i componenti e sistemi rilevanti a fini ambientali. In tal senso il Gestore dovrà dotarsi di un manuale di manutenzione, comprendente quindi tutte le procedure di manutenzione da utilizzare e dedicate allo scopo.

B.16 Il Gestore, inoltre, dovrà disporre di macchinari di riserva in caso di effettuazione di interventi di manutenzione che impongano il fuori servizio del macchinario primario. Il Gestore dovrà altresì registrare, su apposito registro di manutenzione, l'attività effettuata. In caso di arresto di impianto per l'attuazione di interventi di manutenzione straordinaria, dovrà inoltre darne comunicazione con congruo anticipo e secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio, all'Ente di Controllo.

### **Malfunzionamenti**



B.17 In caso di malfunzionamenti, il Gestore dovrà essere in grado di sopperire alla carenza di impianto conseguente, senza che si verificano rilasci ambientali di rilievo. Il Gestore ha l'obbligo di registrare l'evento, di analizzarne le cause e di adottare le relative azioni correttive, rendendone pronta comunicazione all'Ente di Controllo, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

### **Eventi incidentali**

B.18 Il Gestore deve operare per prevenire possibili eventi incidentali e comunque per minimizzarne gli eventuali effetti. A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali, anche in analogia con quanto previsto dal D.Lgs. 334/1999 e ss.mm.ii., in materia di Sistema di gestione della Sicurezza.

B.19 Tutti gli eventi incidentali con potenziale effetto sull'ambiente devono essere oggetto di registrazione e di comunicazione all'Autorità Competente, all'Ente di Controllo, al Comune e alla Provincia, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo. Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per rimuoverne le cause e per limitare, per quanto possibile, le conseguenze. Il Gestore inoltre deve attuare approfondimenti in ordine alle cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

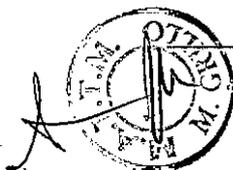
### **Piano di monitoraggio e controllo**

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

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

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

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



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

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

Entro 6 mesi dal rilascio dell'A.I.A. il Gestore dovrà concordare con l'Ente di Controllo il cronoprogramma per l'adeguamento al quadro prescrittivo di cui al capitolo 7 e per l'attuazione del Piano di Monitoraggio e Controllo prescritto.

Fermi restando gli obblighi di comunicazione di cui sopra, il Gestore dovrà comunque garantire ogni forma di trasparenza e/o controllo dei dati relativi alle immissioni nelle varie matrici ambientali.

### C) Prescrizioni del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo

- C.1 Ai fini della tutela di eventuali emergenze di natura storico-archeologica adagate o parzialmente nascoste sul fondo marino, nelle aree interessate dai lavori dovranno essere effettuate ricerche preventive finalizzate alla tutela dei beni sommersi con oneri a carico del committente. Considerate le elevate batimetrie, dovrà essere avviata una indagine geofisica con il supporto di un Side Scan Sonar ad alta frequenza da definire concordemente con la Soprintendenza del Mare al fine di ottenere una mappatura completa dell'area marina interessata dal progetto, comprendente una congrua area di rispetto, allo scopo di verificare l'eventuale presenza di *targets* sul fondale. Dopo la restituzione dei dati e la relativa attività di processing di questi ultimi, se si dovesse riscontrare la presenza di c.d. target ritenuti di probabile natura antropica, una volta evidenziati e georeferenziati, si dovrà procedere ad una indagine visiva diretta con l'ausilio di un ROV (*Remotely Operated Vehicle*) o AUV (*Autonomous Underwater Vehicle*) che, muniti di telecamere, capaci di chiarire la loro natura e così predisporre, nel caso di effettivo riscontro di emergenze culturali, le opportune attività di tutela e salvaguardia. Tutti i dati di tutte le succitate indagini geofisiche precedenti effettuate nell'area investigata, dovranno essere forniti sia in forma grezza sia elaborata, dando l'opportunità a un tecnico della Soprintendenza del Mare di visionarli in compresenza del tecnico presente alla loro raccolta ed elaborazione;
- C.2 Dovrà essere predisposto un progetto esecutivo relativo alla parte dell'intervento *onshore* in cui dovranno essere evidenziati gli impatti visivi prodotti dalle opere e in ogni caso previste opere di mitigazione e compensazione da concordare con la competente soprintendenza;

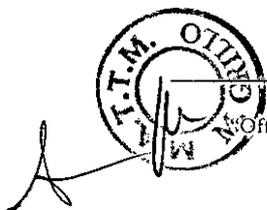


- C.3 Per quanto riguarda la tutela di eventuali presenze archeologiche a terra, dovrà essere informata la Soprintendenza – servizio di archeologia in merito alle date previste per l'avvio dei lavori in maniera da concordare con quest'ultima tutte le operazioni finalizzate alla tutela di eventuali ritrovamenti;
- C.4 Considerate le preoccupazioni espresse dalla Soprintendenza del Mare della Regione Siciliana relativamente ad eventuali possibili rischi prodotti dalle attività in argomento sul turismo e sulle risorse economiche legate al patrimonio culturale nelle zone costiere antistanti agli spazi marini interessati, si chiede, quale misura compensativa da attuare in ogni caso, venga ideato e realizzato a scala non locale un progetto di comunicazione, sensibilizzazione e divulgazione riguardante i valori legati al paesaggio e al patrimonio culturale. Il progetto dovrà essere concordato con questa Direzione e con gli Uffici competenti della Regione Siciliana, avere la durata di almeno due anni ed essere eseguito nel corso delle attività previste dalla Società proponente.

Alla verifica di ottemperanza delle prescrizioni sopra indicate si provvederà come di seguito indicato:

- il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare provvederà alla verifica di ottemperanza delle prescrizioni di cui alla lettera A) 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22;
- l'ARPA Sicilia provvederà alla verifica di ottemperanza delle prescrizioni A.13, A.14 e A.21;
- l'ISPRA provvederà, conformemente a quanto previsto dall'art. 29 – *decies* del D.lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. alla verifica di ottemperanza delle prescrizioni di cui alla lettera B);
- il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo provvederà alla verifica di ottemperanza delle prescrizioni di cui alla lettera C).

Per le prescrizioni alla cui verifica di ottemperanza provvederanno l'ARPA, l'ISPRA e il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, la Società Eni S.p.A. dovrà comunicarne gli esiti al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.



## ALLEGATO 2

### ADEMPIMENTI AMMINISTRATIVI RELATIVI ALL'AIA

#### A. Adempimenti relativi al Piano di monitoraggio e controllo

- A.1 L'allegato Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) rappresenta parte essenziale dell'autorizzazione integrata ambientale ed il Proponente, pertanto, è tenuto ad attuarlo con riferimento ai parametri da controllare, nel rispetto delle frequenze stabilite per il campionamento e delle modalità di esecuzione dei previsti controlli e misure;
- A.2 ai fini dell'applicazione dei contenuti del piano in parola, il Proponente deve dotarsi della struttura, già prevista nel quadro prescrittivo, adeguatamente regolata in termini organizzativi ed inoltre provvista delle necessarie ed idonee attrezzature, in grado quindi di attuare correttamente quanto imposto in termini di verifiche, di controllarne e valutarne i relativi esiti e di adottare le eventuali, necessarie azioni correttive;
- A.3 i sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro;
- A.4 eventuali, ulteriori controlli e verifiche che il Proponente riterrà di espletare ai propri fini, potranno essere attuate dallo stesso anche laddove non contemplate dall'allegato PMC.

#### B. Limiti di emissione e prescrizioni per l'esercizio

- B.1 Si prescrive che l'esercizio dell'impianto avvenga nel rispetto delle prescrizioni e dei valori limite di emissione indicati nel presente provvedimento, nonché nell'integrale rispetto di quanto indicato nell'istanza di autorizzazione presentata, ove non modificata dal presente provvedimento.
- B.2 Tutte le emissioni e gli scarichi non espressamente citati si devono intendere non ricompresi nell'autorizzazione.
- B.3 Il Proponente è tenuto al rispetto di tutte le prescrizioni legislative e regolamentari in materia di tutela ambientale, anche se emanate successivamente al presente decreto, ed in particolare quelle previste in attuazione della legge 26 ottobre 1995, n. 447, e dal D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, e loro successive modifiche ed integrazioni.



B.4 Si prescrive la georeferenziazione informatica di tutti i punti di emissione in atmosfera, nonché degli scarichi idrici, ai fini dei relativi censimenti su base regionale e nazionale, sulla base delle indicazioni tecniche che saranno fornite dall'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso dello svolgimento delle attività di monitoraggio e controllo.

### C. Monitoraggio, vigilanza e controllo

- C.1 L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale definisce, anche sentito il Proponente, le modalità tecniche e le tempistiche più adeguate all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo, garantendo in ogni caso il rispetto dei parametri di cui al piano medesimo che determinano la tariffa dei controlli.
- C.2 Si prevede, ai sensi dell'art. 29-*decies*, commi 1) e 3), del D.lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., che l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale, oltre a quanto espressamente programmato nel piano di monitoraggio e controllo, verifichi il rispetto di tutte le prescrizioni previste in materia di esercizio dell'impianto riferendone gli esiti con cadenza almeno semestrale all'Autorità Competente.
- C.3 Anche al fine di garantire gli adempimenti di cui ai precedenti paragrafi 1 e 2, l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale nel corso della durata dell'autorizzazione potrà concordare con il Proponente ed attuare adeguamenti al piano di monitoraggio e controllo onde consentire una maggiore rispondenza del medesimo alle prescrizioni del parere e ad eventuali specificità particolari dell'impianto.
- C.4 Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 5, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152, che il Proponente fornisca tutta l'assistenza necessaria per lo svolgimento di qualsiasi verifica tecnica relativa all'impianto, al fine di consentire le attività di vigilanza e controllo. In particolare si prescrive che il Proponente garantisca l'accesso agli impianti del personale incaricato dei controlli.
- C.5 Si prescrive, ai sensi dell'art. 29-*decies*, comma 3, del D.lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii., che il Proponente, in caso di inconvenienti o incidenti che influiscano in modo significativo sull'ambiente, ne informi tempestivamente l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale il quale, effettuati i dovuti controlli con oneri a carico del Proponente, ne riferirà all'Autorità Competente, proponendo eventuali azioni da intraprendere.
- C.6 In aggiunta agli obblighi recati dall'articolo 29-*decies*, comma 2 del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., si prescrive che il Proponente trasmetta gli esiti dei monitoraggi e dei controlli eseguiti in attuazione del presente provvedimento anche all'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, alla ASL territorialmente competente e alla Regione Siciliana, ai fini della messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso i medesimi uffici utilizzati per l'accesso relativo alla procedura di valutazione di impatto ambientale.



## D. Durata e aggiornamento dell'autorizzazione

- D.1 Il presente provvedimento ha valore di autorizzazione integrata ambientale all'esercizio per la durata di cinque anni, decorrenti dalla data di emanazione, e, ai sensi dell'art. 29-*quater*, comma 11 del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., sostituisce, ai fini dell'esercizio dell'impianto, le autorizzazioni di cui all'Allegato IX alla parte seconda del medesimo D.lgs.
- D.2 Resta ferma la necessità per il Proponente di acquisire gli eventuali ulteriori titoli abilitativi previsti dall'ordinamento per l'esercizio dell'impianto.
- D.3 Resta fermo l'obbligo per il Proponente di richiedere, nei tempi previsti e nel rispetto dei regolamenti emanati in materia dall'amministrazione regionale, le fideiussioni, eventualmente necessarie, relativamente alla gestione dei rifiuti.
- D.4 Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 1, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., si prescrive che la domanda di rinnovo della autorizzazione integrata ambientale sia presentata al Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sei mesi prima della scadenza di cui al comma 1.
- D.5 Ai sensi dell'art. 29-*octies*, comma 4, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., il presente provvedimento, limitatamente al suo valore di autorizzazione integrata ambientale, può essere comunque soggetto a riesame. A tale riguardo si prescrive che, su specifica richiesta di riesame da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, il Proponente presenti, entro i tempi e le modalità fissati dalla stessa richiesta, la documentazione necessaria a procedere al riesame.
- D.6 Si prescrive al Proponente di comunicare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ogni modifica progettata all'impianto prima della sua realizzazione. Si prescrive, inoltre, al Proponente l'obbligo di comunicare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ogni variazione di utilizzo di materie prime, nonché di modalità di gestione e di controllo, prima di darvi attuazione.

## E. Tariffe

Si prescrive il versamento della tariffa relativa alle spese per i controlli, secondo i tempi, le modalità e gli importi che sono stati determinati nel citato decreto interministeriale 24 aprile 2008.

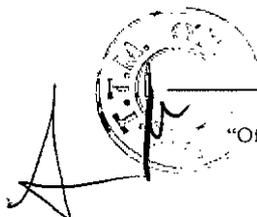
## F. Disposizioni finali

- F.1 Si prescrive che il Proponente effettui la comunicazione di cui all'art. 29-*decies*, comma 1, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., almeno 60 giorni prima dell'entrata in esercizio dell'impianto, allegando, ai sensi dell'art. 6, comma 1,



del decreto interministeriale 24 aprile 2008, l'originale della quietanza del versamento relativo alle tariffe dei controlli.

- F.2 Il Proponente resta l'unico responsabile degli eventuali danni arrecati a terzi o all'ambiente in conseguenza dell'esercizio dell'impianto.
- F.3 Il Proponente resta altresì responsabile della conformità di quanto dichiarato nella istanza rispetto allo stato dei luoghi ed alla configurazione dell'impianto.
- F.4 La Società Eni S.p.A. trasmette al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - Direzione per le Valutazioni Ambientali e al Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, copia del provvedimento autorizzativo finale pubblicato ai sensi dell'art. 11, comma 10 della Legge 24.11.2000, n. 340.
- F.5 Il progetto di cui al presente decreto è realizzato entro cinque anni decorrenti dalla sua pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale. Trascorso tale periodo, fatta salva la proroga concessa su istanza della Società, la procedura di VIA viene reiterata.
- F.6 Il presente decreto è reso disponibile, unitamente ai pareri della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale VIA e VAS, del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo, sul portale per le Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.
- F.7 Ai sensi dell'articolo 29-*quater*, comma 13 e dell'articolo 29-*decies*, comma 2, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., copia del presente provvedimento, di ogni suo aggiornamento e dei risultati del controllo delle emissioni richiesti dalle condizioni del presente provvedimento, è messa a disposizione del pubblico per la consultazione presso la Direzione per le Valutazioni Ambientali di questo Ministero, via C. Colombo n. 44, Roma, e attraverso internet sul sito web ufficiale del Ministero.
- F.8 A norma dell'articolo 29-*quattordices*, comma 2, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., la violazione delle prescrizioni in materia di esercizio poste dalla presente autorizzazione comporta l'irrogazione da parte del prefetto di ammenda da 5.000 a 26.000 euro, salvo che il fatto costituisca più grave reato, oltre a poter comportare l'adozione di misure ai sensi dell'articolo 9, comma 4 del D.lgs. 18 febbraio 2005, n. 59, misure che possono arrivare alla revoca dell'autorizzazione e alla chiusura dell'impianto.
- F.9 Ai sensi dell'articolo 29-*decies*, comma 3, del D.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., l'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale è l'autorità di controllo in relazione all'attuazione dell'allegato piano di monitoraggio e controllo. Alla verifica di ottemperanza delle ulteriori prescrizioni, ove non diversamente indicato, provvede il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare anche in collaborazione con il sistema agenziale.



## ALLEGATO 3

### PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO RELATIVO ALL'AIA

#### Autorizzazione Integrata Ambientale

Titolo III-bis. - Parte seconda - Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii.

<b>IMPIANTO</b>	<b>PIATTAFORMA PREZIOSO K</b>
<b>GESTORE</b>	<b>ENI SPA</b>
<b>LOCALITÀ</b>	<b>OFFSHORE CANALE DI SICILIA</b>

### **Premessa**

Il presente Piano di Monitoraggio e Controllo è parte fondamentale ed integrante della Autorizzazione Integrata Ambientale, pertanto il Gestore dovrà attuarlo rispettando la frequenza, la tipologia e le modalità dei diversi parametri da controllare.

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

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

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

I sistemi di accesso degli operatori ai punti di prelievo e/o di misura devono pertanto garantire la possibilità della corretta acquisizione dei dati di interesse, ovviamente nel rispetto delle norme vigenti e quindi di riferimento in materia di sicurezza ed igiene del lavoro (DLgs.81 del 9 aprile 2008 e s.m.i.).

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

#### ***1. Prescrizioni generali di riferimento per l’esecuzione del Piano***

##### **a) Obbligo di esecuzione del Piano**

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

##### **b) Divieto di miscelazione**

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

**c) Funzionamento dei sistemi**

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

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

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

**2. Approvvigionamento e gestione materie prime**

**a) Consumi/utilizzi di combustibili**

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

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

**b) Consumi/utilizzi di materie prime**

Tipologia	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
MEG (monoetilenglicol)	Unità di disidratazione	Stima dei consumi sulla base del quantitativo alla ricezione	Quantità totale	m <sup>3</sup>	Mensile	Compilazione file
TEG (trietilenglicol)	Unità di disidratazione	“	Quantità totale	m <sup>3</sup>	Mensile	Compilazione file
Oxygen scavenger	Unità di iniezione chemicals	“	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Carbonato di potassio	Unità di iniezione chemicals	“	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Idrossido di sodio	Unità di iniezione chemicals	“	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file
Acido citrico	Unità di iniezione chemicals	“	Quantità totale	kg	Trimestrale	Compilazione file

**c) Consumi idrici**

Tipologia di prelievo	Fase di utilizzo	Metodo misura	Oggetto della misura	UM	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Acqua mare	Raffreddamento	Stima da curve di capacità delle pompe	Quantità totale	m <sup>3</sup>	Giornaliero	Compilazione file
Acqua mare	Sistema antincendio	“	Quantità totale	m <sup>3</sup>	All'utilizzo	Compilazione file

Acqua dolce	Sistema riscaldamento acque	Contatore	Quantità totale	m <sup>3</sup>	Trimestrale	Compilazione file
Acqua dolce	Doccette lavaocchi	Contatore	Quantità totale	m <sup>3</sup>	Annuale	Compilazione file

**d) Energia elettrica prodotta e consumata**

Descrizione	Metodo misura	Quantità MWh	Frequenza autocontrollo	Modalità di registrazione dei controlli
Energia termica prodotta	Stima attraverso misura del fuel gas e del gasolio utilizzati		Mensile	Compilazione file
Energia termica consumata	Contatori fiscali		Mensile	Compilazione file
Energia elettrica prodotta	Stima attraverso misura del fuel gas e del gasolio utilizzati		Mensile	Compilazione file
Energia elettrica consumata	Contatori fiscali		Mensile	Compilazione file

**e) Caratteristiche del gasolio**

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

Parametro	Unità di misura	Frequenza	Metodo di misura
Zolfo	%p	Annuale	UNI EN ISO 8754* e UNI EN ISO 14596*

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

**f) Gestione del serbatoio di gasolio e delle tubazioni dei gas**

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati	Frequenza
Pratica operativa	Verifica dello stato dei serbatoi di gasolio e delle tubazioni di gas.	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata delle strumentazioni automatiche di controllo, allarme e blocco della mandata del combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare manutenzione procedurizzata dei sistemi di sicurezza dei serbatoi di combustibile	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale
Pratica operativa	Effettuare controlli sulla tenuta delle linee di adduzione e distribuzione combustibili	Ispezione visiva	Annotazione su registro delle ispezioni, delle manutenzioni e delle date di esecuzione (con la descrizione del lavoro effettuato).	Trimestrale

### 3. Emissioni in aria

La selezione dei punti di emissione significativi e le sostanze con obbligo di monitoraggio derivano dall'analisi del processo e dagli obblighi derivanti dal D.lgs. 152/2006 e s.m.i.

#### a) Identificazione dei punti di emissione primari in aria

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

Punto di emissione	Descrizione	Potenza termica massima MWt	Long. E (WGS84 UTM33)	Lat. N (WGS84 UTM33)	Altezza [m]	Diametro [m]
C1	Turbocompressore	12,5	415057	4096261	40	1,5
C2	Turbocompressore	12,5	415054	4096255	40	1,5
C3	Turbocompressore	12,5	415052	4096248	40	1,5
C4	Motogeneratore	1,7	415018	4096238	40	0,3
C5	Motogeneratore	1,7	415022	4096236	40	0,3
C6	Motogeneratore	1,7	415030	4096233	40	0,3

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

Sui camini indicati, laddove consentito, l'accesso alle prese di misura deve essere consentito tramite una piattaforma dotata di piano di lavoro con una superficie di almeno 5 m<sup>2</sup> e deve essere reso disponibile un quadro elettrico per alimentazioni a 220 V e 24 Vcc, nonché un dispositivo di comunicazione bidirezionale con la sala controllo.

Il punto di prelievo deve essere protetto dagli agenti atmosferici mediante una copertura fissa.

Inoltre il punto di prelievo sul camino deve essere dotato di montacarichi per il trasporto dell'attrezzatura, con portata fino a 200 kg ed adatto a trasportare strumenti della lunghezza fino a 3 m.

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

**b) Emissioni dai camini C1,C2,C3**

<b>Parametro</b>	<b>Limite / Prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Tempo di funzionamento a regime	Durata di funzionamento	Misura del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento.
Temperatura dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Portata dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Ossigeno		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Vapore d'acqua		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Misura di NO <sub>x</sub> con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME).
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura continua	Misura di CO con Sistema di Monitoraggio in Continuo (SME).  Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

**c) Emissioni dai camini C4, C5 e C6**

<b>Parametro</b>	<b>Limite / Prescrizione</b>	<b>Tipo di verifica</b>	<b>Monitoraggio/ registrazione dati</b>
Tempo di funzionamento a regime	Durata di funzionamento	Misura del tempo complessivo di funzionamento normale	Registrazione su file dei tempi di funzionamento.
Temperatura dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Portata dei fumi		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Ossigeno		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
Vapore d'acqua		Misura continua	Registrazione su file dei risultati
NO <sub>x</sub>	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile. Le emissioni si considerano conformi al valore limite se la concentrazione calcolata come media di almeno tre letture consecutive e riferita a un'ora di funzionamento dell'impianto, nelle condizioni di esercizio più gravose, non supera il valore limite di emissione autorizzato.	Registrazione su file dei risultati
CO	Concentrazione limite da autorizzazione	Misura mensile	Registrazione su file dei risultati. Le misure si considerano valide, per la verifica di conformità, solo nelle condizioni di funzionamento normale.

I sistemi di misurazione in continuo delle emissioni devono essere sottoposti con regolarità a manutenzione, verifiche, test di funzionalità, taratura secondo quanto previsto dalla norma **UNI EN 14181:2005** sull'assicurazione di qualità dei sistemi automatici di misura.

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

In considerazione della particolare situazione logistica (impianto off shore), nel caso in cui si verificano problemi al sistema di misurazione in continuo, il Gestore dovrà procedere come segue:

1. registrare le condizioni operative medie giornaliere dell'impianto per tutta la durata del malfunzionamento dello SME: numero turbocompressori in funzione, portata gas compresso, portata combustibile utilizzato.
2. dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite, per i parametri NOx e CO, 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale;
3. per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale.

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

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i turbogas e al 5% per i motogeneratori.

Quando non espressamente indicato deve essere sempre concordato con ISPRA.

#### **d) Punti di emissione secondari**

<b>Punto di emissione</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Capacità termica massima MWt</b>	<b>Long. E (WGS84 UTM33)</b>	<b>Lat. N (WGS84 UTM33)</b>	<b>Altezza [m]</b>	<b>Diametro [m]</b>
C7	AT12 Riscaldatore (2)	-	415050	4096241	40	0,07
C8	AT7 HP Flare Vent (3)	-	415068	4096267	70	0,11
C9	AT7 LP Flare Vent (3)	-	415068	4096267	70	0,02
C10	AT11 Generatore Diesel (3)	1,2	415034	4096233	26	0,07

C11	Gru Lato Nord	-	415043	4096273	43	ND
C12	Gru Lato Sud	-	415043	4096237	43	ND

**e) Emissioni di tipo non convogliato**

Parametro	Origine emissione	Prescrizione/ modalità di controllo	Frequenza	Monitoraggio/ registrazione dati
COV	Valvole, pompe, accoppiamenti flangiati, apparecchiature di processo	Manutenzione/ metodo di misura UNI EN 15446:2008	Annuale	Registro

**f) Metodi di analisi in continuo di emissioni aeriformi convogliate**

Tutti i risultati delle analisi relative ai flussi convogliati devono fare riferimento a gas secco in condizioni standard di 273,15 K e 101,3 kPa e normalizzati al 15% di ossigeno per i turbogas e al 5% per i motogeneratori.

Inquinante/Parametro fisico	Metodo
Pressione	Definito in termini di prestazioni - vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Temperatura	Definito in termini di prestazioni vedi tabella relativa alle caratteristiche della strumentazione per misure in continuo
Ossigeno	UNI EN 14789, ISO 12039
Flusso	ISO 14164
Vapore d'acqua	Non esistono metodi normalizzati strumentali ma solo metodi manuali quali: UNI EN 14790, US EPA Method 4. Questi metodi possono essere impiegati per normalizzare i metodi strumentali continui.
NO <sub>x</sub>	UNI 10878, ISO 10849
CO	UNI 9969, UNI EN 15058, ISO 12039

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

I metodi specificati in questo paragrafo rappresentano: i metodi di riferimento contro cui i metodi strumentali continui verranno verificati; i metodi da utilizzare per le analisi sostitutive in caso di

fuori servizio prolungato dei sistemi di monitoraggio in continuo; i metodi utilizzati per la verifica di conformità per le analisi discontinue.

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

Rilevamento delle emissioni in flussi gassosi convogliati di ossidi di azoto espressi come NO<sub>2</sub>, Allegato 1, DM 25 agosto 2000<sup>2</sup>.

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

**Norma UNI EN 14789:2006** per O<sub>2</sub> in flussi gassosi convogliati.

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

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

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

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

**Norma UNI EN 15446:2008** per la determinazione dei COV.

#### **h) Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni prelevati da flussi gassosi convogliati**

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

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

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

---

<sup>2</sup> "Aggiornamento dei metodi di campionamento, analisi e valutazione degli inquinanti, ai sensi del Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1986, n°203" (supplemento alla Gazzetta ufficiale 23 settembre 2000 n. 223).

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

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

#### 4. Emissioni in acqua

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

##### a) Identificazione degli scarichi

Scarico	Tipologia di acqua	Denominazione corpo idrico ricevente	Long. E (WGS84 UTM33)	Lat. N (WGS84 UTM33)
SF1	Acqua di raffreddamento	Canale di Sicilia	415046	4096256
SF2a	Acque di strato	Canale di Sicilia	415038	4096257
SF2b	Acque di drenaggio	Canale di Sicilia	415038	4096257

##### b) Punto di scarico SF1

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Stima giornaliera da curve di capacità delle pompe	Registrazione su file
Temperatura	Allegato 5 della parte terza, Tab.3, D.Lgs. 152/06, riferiti a scarico in mare	Mensile	Registrazione su file
Oli minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Trimestrale	Registrazione su file

c) Punti di scarico SF2a

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Misura dei volumi (m <sup>3</sup> ) corrispondenti al numero di aperture della valvola di scarico	Registrazione su file
Olii minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Quindicinale	Registrazione su file
pH, solidi sospesi, temperatura, COD, arsenico, cadmio, cromo, mercurio, nichel, piombo, azoto inorganico, fosforo totale, idrocarburi totali.	Tab. 3 Allegato 5 della Parte III del D.Lgs. 152/06, colonna scarico in acque superficiali	Semestrale	Registrazione su file

d) Punto di scarico SF2b

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
Portata	Nessun limite	Annuale (in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file
Olii minerali	Concentrazione limite da autorizzazione	Annuale ( in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file

Parametro	Limite / Prescrizione	Tipo di verifica	Monitoraggio/ registrazione dati
pH, solidi sospesi, temperatura, COD, arsenico, cadmio, cromo, mercurio, nichel, piombo, azoto inorganico, fosforo totale, idrocarburi totali.	Tab. 3 Allegato 5 della Parte III del D.Lgs. 152/06; colonna scarico in acque superficiali	Annuale ( in corrispondenza di eventi meteorici con precipitazioni superiori a 5 mm)	Registrazione su file

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

**e) Metodi di misura delle acque di scarico**

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

*Metodi di misura degli inquinanti nello scarico*

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
COD	US EPA Method 410.4, US EPA Method 410.2, SM 5520 C; Metodo ISPRA-IRSA 5130 C1	Ossidazione con bicromato con metodo a riflusso chiuso seguita da titolazione o da misura colorimetrica alla lunghezza d'onda di 600 nm
Idrocarburi Totali	US EPA Method 418.1; Metodo ISPRA-IRSA 5160 A2	Estrazione con 1,1,2 triclorotrifluoro etano ed acqua. L'estratto è analizzato con spettrometro IR. L'area del picco nell'intervallo 3015-2080 $\text{cm}^{-1}$ è utilizzata per la quantificazione dopo costruzione curva di taratura con soluzioni di riferimento.

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
Solidi sospesi totali	US EPA Method 160.2 /S.M. 2540 D; Metodo ISPRA-IRSA 2090 B	Metodo gravimetrico dopo filtrazione su filtro in fibra di vetro (pori da 0,45 µm) ed essiccazione del filtro a 103-105 °C.
Cromo totale	US EPA Method 218.2, Metodo ISPRA-IRSA 3150 B1	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Nichel	US EPA Method 249.2 Metodo ISPRA-IRSA 3220 B	Mineralizzazione con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Mercurio	US EPA Method 245.1	Assorbimento atomico vapori freddi dopo mineralizzazione con soluzione di persolfato/permanganato. Il mercurio è ridotto a Hg metallico con cloruro stannoso
Cadmio	EPA Method 213.2	Mineralizzazione acida con metodo US EPA 200.2 e determinazione con assorbimento atomico in fornello di grafite.
Arsenico	US EPA Method 206.3, Standard Method (S.M.) No. 303E	Assorbimento atomico con idruri. Digestione acida con HNO <sub>3</sub> /H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> , riduzione ad As <sup>(+3)</sup> con cloruro stannoso, riduzione ad arsina con zinco in soluzione acida.
Fosforo totale	EPA Method 365.3; Metodo ISPRA-IRSA 4110 A2	Trasformazione di tutti i composti del fosforo, a ortofosfati mediante mineralizzazione acida con persolfato di potassio. Gli ioni ortofosfato vengono quindi fatti reagire con il molibdato d'ammonio ed il potassio antimonil tartrato, in ambiente acido, in modo da formare un eteropoliacido che viene ridotto con acido ascorbico a blu di molibdeno, la cui assorbanza viene misurata alla lunghezza di d'onda di 882 nm.
pH	US EPA Method 150.1, S.M. 4500-H B; Metodo ISPRA-IRSA 2060	Misura potenziometrica con elettrodo combinato, sonda per compensazione automatica della temperatura e taratura con soluzioni tampone a pH 4 e 7. A scadenza di ogni mese la sonda di temperatura deve essere tarata con il metodo US EPA 170.1 o S.M. 2550B.
Temperatura	US EPA Method 170.1; S.M. 2550 B; Metodo ISPRA-IRSA 2100	

Inquinante	Metodo	Principio del metodo
Nitrati	ISPRA-IRSA 4020 ; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitrati ed altri anioni.
Nitriti	ISPRA-IRSA 4020; US EPA Method 300.0, parte A	Il metodo si basa sulla determinazione in cromatografia ionica dei nitriti ed altri anioni.

#### f) Misure di laboratorio

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

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

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

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

#### 5. Rifiuti

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

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

#### Monitoraggio produzione dei rifiuti

Codice CER	Data del controllo	Destinazione rifiuto	Quantità inviata [t/m <sup>3</sup> ]	Modalità di registrazione	Modalità controllo dell'Autorità Competente
------------	--------------------	----------------------	--------------------------------------	---------------------------	---

	Mensile			Database elettronico	Controllo report annuale
--	---------	--	--	----------------------	--------------------------

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

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

#### 6. *Controllo di impianti e apparecchiature*

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

#### 7. *Attività di QA/QC*

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

##### a) **Sistema di monitoraggio in continuo (SME)**

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

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

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

Le validazioni delle misure debbono essere realizzate almeno ad ogni rinnovo della licenza da un organismo accreditato dall'autorità di controllo (o dalla stessa autorità). Il test di sorveglianza

annuale sarà realizzato da un laboratorio accreditato sotto la supervisione di un rappresentante dell'autorità di controllo. La verifica durante il normale funzionamento dell'impianto sarà realizzata sotto la responsabilità del Gestore. Tutta la strumentazione sarà mantenuta in accordo alle prescrizioni del costruttore e sarà tenuto un registro elettronico delle manutenzioni eseguite sugli strumenti, sul sistema di acquisizione dati e sulle linee di campionamento.

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

*Caratteristiche della strumentazione per misure in continuo di temperatura e pressione*

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

#### **b) Campionamenti manuali ed analisi in laboratorio di campioni gassosi**

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

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

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

Dovrà altresì essere compilato un registro di campo con indicati: la data e l'ora del prelievo, il trattamento di conservazione, il tipo di contenitore in cui il campione è conservato, le analisi

richieste, il codice del campione, i dati di campo (pressione, flusso, temperatura ecc) e la firma dal tecnico che ha effettuato il campionamento.

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

**e) Analisi delle acque in laboratorio**

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

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

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

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

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

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

**d) Campionamenti delle acque**

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

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

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

**e) Strumentazione di processo utilizzata a fini di verifica di conformità**

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

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

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

## 8. *Comunicazione dei risultati del Piano di Monitoraggio e Controllo*

### **Premessa**

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

#### **a) Definizioni**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Flusso medio annuale**, è il valore medio validato, cioè calcolato su almeno 12 valori medi mensili  
**Megawattora generato mese**. L'ammontare totale di energia elettrica prodotta nel mese dall'unità di generazione e misurata al terminale dell'unità stessa in megawattora (MWh).

**Rendimento elettrico medio effettivo**. E' il rapporto tra l'energia elettrica media (**netta**) immessa in rete mensilmente sull'energia prodotta dalla combustione nello stesso mese di riferimento. L'energia generata è data dal prodotto della quantità di combustibile combusto nel mese moltiplicata

per il suo potere calorifico inferiore medio. I dati di potere calorifico possono essere ottenuti dall'analisi della composizione del combustibile, quindi attraverso **calcolo**, o per **misura** diretta strumentale del potere calorifico inferiore.

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

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

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

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

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

#### b) Formule di calcolo

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

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

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

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

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

$F_{\text{misurato}}$  = Volume mensile dei flussi in Nm<sup>3</sup>/mese;

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

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

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

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

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

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

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

**c) Validazione dei dati**

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

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

**d) Indisponibilità dei dati di monitoraggio**

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

**e) Eventuali non conformità**

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

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

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

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

**f) Obbligo di comunicazione annuale**

Entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore è tenuto alla trasmissione, all'Autorità Competente (oggi il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (oggi l'ISPRA), alla Regione, alla Provincia, al Comune interessato e all'ARPA territorialmente competente, di un rapporto annuale che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti minimi del rapporto sono i seguenti.

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

- Nome del gestore e della Società che controlla l'impianto.

- N° di ore di effettivo funzionamento dei compressori.
- Rendimento elettrico medio effettivo su base temporale mensile, per ogni compressore.
- Energia generata in MWh, su base temporale mensile, per ogni compressore.
- Portata di gas compresso su base temporale mensile, per ogni compressore.

*Dichiarazione di conformità all'autorizzazione integrata ambientale.*

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

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

- Tonnellate emesse per anno di NO<sub>x</sub> e CO
- Concentrazione media mensile di CO e concentrazione media oraria di NO<sub>x</sub> rilevata nelle misurazioni
- Emissione specifica annuale per MWh di energia generata di NO<sub>x</sub> e CO (in kg/MWh)
- Emissione specifica annuale per 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> di gas compresso di NO<sub>x</sub> e CO (in kg/m<sup>3</sup>)
- Emissione specifica annuale per 1000 Sm<sup>3</sup> di gas bruciato di NO<sub>x</sub> e CO (in kg/1000 Sm<sup>3</sup>)

*Emissioni per l'intero impianto: ACQUA*

- Chilogrammi emessi per anno di olii minerali in mare.

*Emissioni per l'intero impianto: RIFIUTI*

- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Codici, descrizione qualitativa e quantità di rifiuti pericolosi prodotti nell'anno precedente, loro destino.
- Produzione specifica di rifiuti pericolosi in kg/t di combustibile utilizzato, in kg/MWh generato e in kg/10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> di gas compresso
- Tonnellate di rifiuti avviate a recupero.

*Emissioni per l'intero impianto: RUMORE*

- Risultanze delle campagne di misure nell'area abitata più vicina alla Piattaforma suddivise in misure diurne e misure notturne.

*Consumi specifici per  $10^6 \text{ Sm}^3$  di gas compresso su base annuale*

- Acqua ( $\text{m}^3/10^6 \text{ Sm}^3$ ), gasolio ( $\text{kg}/10^6 \text{ Sm}^3$ ), fuel gas ( $\text{Sm}^3$  bruciati /  $10^6 \text{ Sm}^3$ ), energia elettrica ( $\text{kWh}/10^6 \text{ Sm}^3$ )

*Unità di raffreddamento*

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

*Elenco dei malfunzionamenti e degli eventi incidentali*

- Tipologia e loro durata, per l'anno di riferimento con stima delle emissioni di inquinanti nell'ambiente, interventi e tempi di ripristino, eventuale produzione di rifiuti.

*Eventuali problemi gestione del Piano*

- Indicare le problematiche che afferiscono al periodo di comunicazione.

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

**g) Gestione e presentazione dei dati**

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

I dati che attestano l'esecuzione del Piano di Monitoraggio e Controllo dovranno essere resi disponibili all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo ad ogni richiesta e, in particolare, in occasione dei sopralluoghi periodici previsti dall'Ente di controllo.

Tutti i rapporti dovranno essere trasmessi su supporto informatico. Il formato dei rapporti deve essere compatibile con lo standard "Open Office Word Processor" per la parti testo e "Open Office - Foglio di Calcolo" (o con esso compatibile) per i fogli di calcolo e i diagrammi riassuntivi.

Eventuali dati e documenti disponibili in solo formato cartaceo dovranno essere acquisiti su supporto informatico per la loro archiviazione.

Quadro sinottico dei controlli e partecipazione dell'Ente di controllo

<b>FASI</b>	<b>GESTORE</b>	<b>GESTORE</b>	<b>ISPRA</b>	<b>ISPRA</b>	<b>ISPRA</b>
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
<b>Consumi</b>					
Materie prime	Mensile Trimestrale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
Risorse idriche	Giornaliero Trimestrale Annuale	Annuale			
Energia	Mensile	Annuale			
Caratteristiche Combustibili	Annuale	Annuale			
<b>Aria</b>					
Emissioni	Continuo Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Acqua</b>					
Emissioni	Giornaliero Quindicinale Mensile Trimestrale Semestrale Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rumore</b>					
Sorgenti e ricettori	Prima campagna Dopo interventi di modifica	Diciotto mesi/ Dopo interventi di modifica	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Rifiuti</b>					

<b>FASI</b>	<b>GESTORE</b>	<b>GESTORE</b>	<b>ISPRA</b>	<b>ISPRA</b>	<b>ISPRA</b>
	Autocontrollo	Report	Sopralluogo programmato	Campioni e analisi	Esame report
Misure periodiche	Mensile	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale
<b>Indicatori di performance</b>					
Verifica indicatori	Trimestrale Annuale	Annuale	Annuale	Vedi tabella seguente	Annuale

**Attività a carico dell'Autorità di Controllo (previsione)**

<b>TIPOLOGIA DI INTERVENTO</b>	<b>FREQUENZA</b>	<b>COMPONENTE AMBIENTALE INTERESSATA</b>	<b>TOTALE INTERVENTI NEL PERIODO DI VALIDITÀ DEL PIANO</b>
Visita di controllo in esercizio per verifiche autocontrolli	Annuale	Tutte	6
Valutazione report	Annuale	Tutte	6
Emissioni in atmosfera	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Scarichi idrici	Biennale	Campionamento ed analisi e valutazione autocontrolli	3
Rifiuti	Biennale	Verifica gestione rifiuti e aree di stoccaggio temporaneo	3
Rumore	Biennale	Valutazione degli autocontrolli e presenza campagna di misura	3

 <p data-bbox="411 188 555 286">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="619 174 718 255">Date febbraio 2020</p>	<p data-bbox="751 114 1337 320"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p data-bbox="1374 165 1457 264">Page 178 of 213</p>
--	---	---	--

## **ALLEGATO 5**

**Determinazione Direttoriale di esclusione dalla VIA n.55 del  
07 febbraio 2018**



*Ministero dell' Ambiente*  
*e della Tutela del Territorio e del Mare*  
Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali

Il Direttore Generale

<i>Progetto</i>	<b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea</b>
<i>Procedimento</i>	<b>Verifica di assoggettabilità alla VIA art. 20 del D.lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.</b>
<i>ID Fascicolo</i>	<b>3520</b>
<i>Proponente</i>	<b>ENI S.p.A.</b>
<i>Elenco allegati</i>	<b>Parere Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS n. 2603 del 19 gennaio 2018</b>

✓ Resp. Sez.: Bilanzone C.  
Ufficio: DVA-D2-II  
Data: 06/02/2018

✓ Resp. Div.: Venditti A.  
Ufficio: DVA-D2  
Data: 06/02/2018

**VISTO** il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii. “*Norme in materia ambientale*” - Parte Seconda;

**VISTO** il decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, di recepimento della direttiva 2014/52/UE in materia di valutazione d’impatto ambientale, che modifica il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152;

**VISTO** in particolare l’articolo 23, comma 2, del citato decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, che stabilisce che i procedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA pendenti alla data del 16.05.2017, restano disciplinati dalla normativa previgente;

**VISTO** in particolare l’art. 20 del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i., previgente comunque le ultime modifiche apportate dal D.Lgs. n. 104/2017, relativo alla verifica di assoggettabilità alla Valutazione d’Impatto Ambientale;

**VISTO** l’art. 9 del decreto del Presidente della Repubblica 14 maggio 2007, n. 90 e successive modifiche di cui all’art. 7, comma 1, del decreto-legge 23 maggio 2008, n. 90, convertito nella legge 14 luglio 2008, n. 123, che ha istituito la Commissione tecnica di verifica dell’impatto ambientale VIA e VAS;

**VISTA** l’istanza di verifica di assoggettabilità a VIA presentata, ai sensi dell’art. 20 del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. dalla Società ENI S.p.a. con nota prot. 3205 del 22 dicembre 2016, acquisita al prot. n. 0000054/DVA del 03 gennaio 2017, relativamente all’intervento “*Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea*”;

**VISTA** la nota prot. n. 0000725/DVA del 13 gennaio 2017 con la quale, nel dare comunicazione della procedibilità dell’istanza, è stato dato avvio all’istruttoria tecnica trasmettendo alla Commissione tecnica di verifica dell’impatto ambientale VIA e VAS la documentazione allegata all’istanza di verifica di assoggettabilità alla VIA;

**PRESO ATTO** che progetto presentato rientra nelle tipologie elencate nell’Allegato II alla Parte II del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., al punto 7: “*Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare*”, ed in particolare consiste in una valutazione di “*modifiche o estensioni di progetti*” che potrebbero produrre effetti significativi e negativi sull’ambiente e quindi comportare, ai sensi dell’art. 6 comma 7 lettera b) del medesimo D.Lgs, l’assoggettamento a VIA;

**VISTO** il decreto di compatibilità ambientale D.M. n.149 del 27.05.2014 con cui è stata determinata “*... la compatibilità ambientale relativamente al progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo - Campi Gas Argo e Cassiopea", come dettagliato nelle premesse, e l'autorizzazione integrata ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K, ricompresa nel progetto, presentato dalla Società Eni S.p.A., con sede legale in Piazzale Enrico Mattei, 1 Roma, nell'ambito della conferenza concessione di coltivazione denominata "d3G.C.-AG", a condizione che vengano ottemperate le prescrizioni e gli adempimenti amministrativi indicati nei seguenti allegati che costituiscono parte integrante del presente decreto [...omissis...]*”;

**PRESO ATTO** che

- la modifica progettuale più consistente, rispetto al progetto già oggetto del citato decreto di compatibilità ambientale D.M. n.149 del 27.05.2014, riguarda la rinuncia alla realizzazione della piattaforma Prezioso K ed il trasporto diretto (senza trattamento) a terra del gas proveniente dai giacimenti, con conseguente ricollocazione a terra di tutte le unità di impianto previste sulla piattaforma stessa ad eccezione di quelle necessarie al controllo dei pozzi, che verranno ubicate sull'esistente piattaforma Prezioso;
- tutte le attività *onshore* si svolgeranno all'interno della Raffineria di Gela, e dunque in un'area a vocazione industriale;
- le attività onshore prevedono attività di movimento terra per complessivi 26.450 m<sup>3</sup> in banco di terreno da scavare, per il quale è stato depositato apposito Piano di utilizzo terre e rocce da scavo, in conformità alla vigente legislazione nazionale e locale;

**PRESO ATTO** che

- l'area di Progetto onshore ricade all'interno della Raffineria di Gela, in un'area definita "*Sito di Interesse Nazionale di Gela e Priolo*". L'ubicazione della centrale di trattamento gas è situata in un'area che è stata stralciata dal procedimento complessivo di bonifica e restituzione agli usi legittimi, seguendo quindi un proprio iter al fine di raggiungere concentrazioni residue di contaminazione dei suoli inferiori alle CSC. L'area sarà nella disponibilità di Eni ad ultimazione di tale procedimento. Le altre opere previste dal progetto all'interno del SIN sono le opere lineari di connessione, che saranno realizzate su aree già sottoposte a caratterizzazione in contraddittorio con ARPA;
- l'area di progetto onshore ricade all'interno della ZPS ITA050012 - "*Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela*" e dell'IBA 166- "*Biviere e piana di Gela*". In ottemperanza alla vigente legislazione nazionale e locale, è stato redatto apposito studio di Valutazione di Incidenza Ambientale.

**ACQUISITO** il parere n. 2603 espresso in data 19 gennaio 2018 dalla Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS sul progetto di "*Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi gas Argo e Cassiopea*", costituito da 17 pagine, che allegato al presente provvedimento ne costituisce parte integrante;

**CONSIDERATO** che con detto parere n. 2603 la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS ha valutato, tra l'altro, quanto segue:

- il complesso delle opere proposte sarà realizzato in area industriale e fortemente antropizzata, non andando ad alterare la conservazione e la fruizione della ZPS e dell'IBA, le cui estensioni sono significativamente maggiori dell'area di progetto. Dall'analisi dei formulari standard Natura 2000, l'area di progetto non risulta interessata dalla presenza di habitat prioritari, né da specie floristiche e faunistiche di pregio;
- gli interventi previsti ricadono all'interno del SIN di Gela e pertanto non è applicabile l'art. 24 del DPR 120/2017; la gestione dei materiali deve di conseguenza avvenire ai sensi degli artt. 25 e 26 del DPR 120/2017;
- relativamente alle componenti Flora, fauna ed ecosistemi in ambiente marino, ed Ambiente idrico marino, le modifiche proposte non determinano impatti ambientali negativi e significativi, ma promuovono al contrario una riduzione delle interferenze precedentemente valutate;

- relativamente alle componenti Atmosfera, Acque terrestri superficiali e sotterranee e Rumore le modifiche proposte non determinano impatti ambientali negativi e significativi.
- che le modifiche proposte non determinano nel loro complesso effetti ambientali negativi e significativi su nessuna delle componenti ambientali indagate consentendo di escludere le medesime dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, ferma restando l'osservanza di tutte le prescrizioni contenute nel DEC VIA 149/2014 non attinenti alla piattaforma offshore denominata Prezioso K e delle ulteriori prescrizioni indicate nel presente parere.

**PRESO ATTO che:**

- l'articolo 28 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come sostituito dall'articolo 17 del decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, prevede che sia l'autorità competente a verificare l'ottemperanza delle condizioni contenute nei provvedimenti di verifica di assoggettabilità a VIA;
- l'articolo 23, comma 3, del citato decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, prevede che *“le disposizioni di cui all'art. 17”* si applicano anche ai provvedimenti di assoggettabilità a VIA adottati secondo la normativa previgente;
- in ragione della sopravvenuta modifica normativa operata dal decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, la locuzione *“condizioni ambientali”* ha sostituito il termine *“prescrizioni”*;

**RITENUTO** sulla base di quanto fin qui esposto, di dover provvedere all'adozione del provvedimento di verifica di assoggettabilità a VIA, ai sensi dell'art. 20 del D.lgs. n. 152/2006 e s.m.i.;

**DETERMINA**

**l'esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per i lavori relativi alla realizzazione degli *“Interventi di ottimizzazione del progetto Offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea”*, presentato dalla Società ENI S.p.a.subordinata al rispetto delle Condizioni ambientali di cui al seguente art. 1, nonché a condizione che siano rispettate tutte le prescrizioni contenute del DEC VIA 149/2014, ad eccezione di quelle relative alla Piattaforma Prezioso K..**

**Art. 1**  
**(Condizioni ambientali)**  
**Sez. A**

- 1) Prima della generazione delle terre e rocce da scavo ed il riutilizzo secondo progetto, per tutte le fasi che comportando movimenti di materiale da scavo, il proponente dovrà presentare la documentazione agli artt. 25 e 26 del D.P.R. 120/2017.

*Ambito di applicazione:* Campionamento e analisi

*Termine per l'avvio della Verifica di Ottemperanza:* ANTE OPERAM – Fase di progettazione esecutiva ;

*Soggetto individuato per la verifica di ottemperanza:* ARPA Sicilia;

- 2) Prima dell'avvio delle attività di cantiere il Proponente dovrà dimostrare il completamento delle attività di bonifica finalizzate alla restituzione agli usi legittimi delle aree comprese nel SIN di Gela ai sensi della Parte Quarta, Titolo V del D.LGS. 152/2006 e ss.mm.ii..

*Ambito di applicazione:* Aspetti gestionali

*Termine per l'avvio della Verifica di Ottemperanza:* ANTE OPERAM – Fase di Progettazione esecutiva;

*Soggetto individuato per la verifica di ottemperanza:* Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare - ARPA Sicilia;

- 3) nell'ambito del riutilizzo delle terre e rocce da scavo come definito nel PUT, occorrerà effettuare le procedure di scavo e accantonamento del materiale scavato in modo da tale da preservare lo strato superficiale di terreno vegetale, al fine del suo riutilizzo per le opere di ripristino vegetazionale previste dal progetto.

*Ambito di applicazione:* Aspetti Gestionali

*Termine per l'avvio della Verifica di Ottemperanza:* CORSO D'OPERA - allestimento del cantiere e lavori per la realizzazione dell'opera;

*Soggetto individuato per la verifica di ottemperanza:* ARPA Sicilia;

- 4) al termine dei lavori dovrà essere trasmessa al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, la Dichiarazione di Avvenuto Utilizzo (D.A.U.) (Art. 12 del D.M. 161/2012), in conformità al Piano di Utilizzo.

*Ambito di applicazione:* Aspetti gestionali

*Termine per l'avvio della Verifica di Ottemperanza:* POST OPERAM – esecuzione dei lavori;

*Soggetto individuato per la verifica di ottemperanza:* Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare;

## **Art. 2**

### **(Verifiche di Ottemperanza)**

Il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare effettua l'attività di verifica delle prescrizioni avvalendosi, ai sensi del richiamato articolo 28, comma 2, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e ss.mm.ii., dei "soggetti individuati per la verifica di ottemperanza" indicati nella sez. A) dell'articolo 1 del presente provvedimento.

I suddetti soggetti provvederanno a concludere l'attività di verifica entro il termine di cui all'articolo 28, comma 3, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, comunicandone tempestivamente gli esiti all'autorità competente e, per i profili di competenza.

In caso contrario, così come previsto al comma 4 del sopra citato articolo 28, le attività di verifica saranno svolte dall'autorità competente.

Alla verifica di ottemperanza delle condizioni ambientali di cui all'articolo 1 del presente decreto si provvederà con oneri a carico del soggetto proponente laddove le attività richieste ai "soggetti individuati per la verifica di ottemperanza" ed agli enti coinvolti non rientrino tra i compiti istituzionali dei predetti.

## **Art. 3**

### **(Disposizioni Finali)**

Il presente provvedimento, corredato del parere 2603 del 19 gennaio 2017 della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS, che ne costituisce parte integrante, è comunicato alla

società ENI S.p.a., alla Regione Siciliana, al Libero consorzio comunale di Caltanissetta, al Libero consorzio comunale di Agrigento ai Comuni di Gela e di Agrigento, Alle Capitanerie di Gela e di Porto Empedocle, al Ministero dello Sviluppo Economico.

Sarà cura della Regione Siciliana comunicare il presente provvedimento alle altre Amministrazioni e/o organismi eventualmente interessati.

Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni decorrenti dalla pubblicazione del provvedimento stesso sul sito web <http://www.va.minambiente.it>.

**Il Direttore Generale**

Giuseppe Lo Presti

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

 <p data-bbox="411 188 555 286">Eni S.p.A. Distretto Meridionale</p>	<p data-bbox="619 174 719 255">Date febbraio 2020</p>	<p data-bbox="751 114 1337 320"><b>Interventi di ottimizzazione del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea</b> <b>Nota tecnica a supporto della richiesta di cui alla Prescrizione N.22 Allegato 1 - Dec. VIA/AIA n. 149/14</b></p>	<p data-bbox="1374 165 1458 264">Page 185 of 213</p>
--	---	---	--

## **ALLEGATO 6**

**Decreto n. 364 di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27 maggio 2014**



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

ex DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI  
E LE AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI

DIVISIONE II – SISTEMI DI VALUTAZIONE AMBIENTALE

Destinatari in allegato

**OGGETTO: [ID\_VIP: 4540] Notifica del decreto di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014 relativo al progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo" - Campi Argo e Cassiopea. Proponente: Eni S.p.A.**

Si comunica che in data 27 dicembre 2019 è stato emanato il decreto n. 364 di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27 maggio 2014 relativo al progetto indicato in epigrafe.

Il testo integrale del provvedimento, corredato dei seguenti pareri che ne costituiscono parte integrante:

- parere positivo della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS n. 3047 del 21 giugno 2019;
- parere positivo del Ministero per i beni e le attività culturali espresso con nota prot. 25339 del 17 settembre 2019;

è allegato alla presente e reso disponibile sul portale delle Valutazioni e autorizzazioni ambientali VAS-VIA-AIA del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ([www.va.minambiente.it](http://www.va.minambiente.it), sezione Procedure/provvedimenti).

**Il Dirigente**

Arch. Gianluigi Nocco

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

*Allegati: c.s.*

ID Utente: 3346  
ID Documento: DVA-D2-II-3346\_2019-0463  
Data stesura: 30/12/2019

*Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO<sub>2</sub>*

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma Tel. 06-57225903 - Fax 06-57225994 e-mail: [dva-2@minambiente.it](mailto:dva-2@minambiente.it)  
e-mail PEC: [DGSalvanguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it](mailto:DGSalvanguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it)

## **Elenco indirizzi**

Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo  
Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio  
Servizio V  
mbac-dg-abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it

Ministero dello sviluppo economico  
Direzione generale per la sicurezza  
dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche  
Divisione VII – Rilascio e gestione titoli minerari, espropri, royalties  
dgsaie.div07@pec.mise.gov.it

Regione Siciliana  
Assessorato regionale del territorio e dell'ambiente  
Dipartimento regionale dell'ambiente  
dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it

Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta  
amministrazione@pec.provincia.caltanissetta.it

Libero Consorzio Comunale di Agrigento  
protocollo@pec.provincia.agrigento.it

Comune di Gela  
comune.gela@pec.comune.gela.cl.it

Comune di Agrigento  
servizio.protocollo@pec.comune.agrigento.it

Capitaneria di Porto di Gela  
cp-gela@pec.mit.gov.it

Capitaneria di Porto di Porto Empedocle  
Cp-portoempedocle@pec.mit.gov.it

Eni S.p.A.  
ep\_distretto\_centromeridionale@pec.eni.com  
eni\_rapportipa@pec.eni.com

Direzione generale per la protezione della natura e del mare  
dgprotezione.natura@pec.minambiente.it

e p.c. Commissione tecnica di verifica dell'impatto  
ambientale VIA e VAS  
ctva@pec.minambiente.it



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

**DI CONCERTO CON IL  
MINISTRO PER I BENI E LE ATTIVITA' CULTURALI E PER IL TURISMO**

**VISTO** il decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, recante "Norme in materia ambientale";

**VISTO** il decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, recante "Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114";

**VISTO** in particolare l'articolo 26, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, previgente alle modifiche apportate dal decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, che stabilisce che i progetti sottoposti alla fase di valutazione devono essere realizzati entro cinque anni dalla data di pubblicazione del provvedimento di VIA "...fatto salvo proroga concessa su istanza del proponente dall'autorità che ha emanato il provvedimento..." nonché l'art. 25 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 come sostituito dall'art. 14 del decreto legislativo 104/2017 recante identiche disposizioni;

**VISTO** il Decreto ministeriale n. 0000149 del 27 maggio 2014 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana del 15 luglio 2014, con cui, a seguito dell'istanza presentata in data 28 aprile 2010 dalla ENI S.p.A., è stato espresso giudizio favorevole di compatibilità ambientale per il progetto di coltivazione di gas metano nell'"Offshore Ibleo - Campi Argo e Cassiopea" e contestuale rilascio dell'Autorizzazione Ambientale Integrata per la piattaforma Prezioso K ricompresa nel progetto;

**PRESO ATTO** che:

- a) successivamente all'acquisizione del decreto favorevole di compatibilità ambientale D.M. n. 0000149 del 27 maggio 2014, la Società ENI ha presentato, in data 22 dicembre 2016, istanza di verifica di assoggettabilità a VIA per alcune modifiche al progetto originario definite "Interventi di ottimizzazione del Progetto Argo e Cassiopea" che si è conclusa con il provvedimento favorevole all'esclusione D.M. n. 55 del 7 febbraio 2018;
- b) le modifiche fatte oggetto di verifica consistono nella rinuncia alla realizzazione della piattaforma "Prezioso K", nonché della condotta che avrebbe dovuto collegarla alla piattaforma esistente "Prezioso", e nell'ubicazione a terra, in area già industrializzata, degli



impianti per la compressione del gas estratto in mare. In conseguenza delle dette modifiche apportate al progetto, è venuta a cessare la necessità dell'acquisizione dell'Autorizzazione Integrata Ambientale;

**VISTA** la nota prot. 001058 del 2 marzo 2019, acquisita al protocollo 0006452/DVA del 13 marzo 2019, con cui la ENI S.p.A. ha presentato, ai sensi del decreto legislativo n. 152 e successive modificazioni, istanza di proroga di 48 mesi, e per la sola parte riguardante la valutazione d'impatto ambientale, dei termini di validità del provvedimento di compatibilità ambientale D.M. n. 0000149 del 27 maggio 2014;

**CONSIDERATE** le motivazioni addotte dalla Società ENI in merito alla ulteriore richiesta di proroga, riconducibili principalmente alla necessità di attendere l'esito di alcuni ricorsi amministrativi in corso, nonché di porre in essere adempimenti connessi con le modifiche apportate al progetto, quali ad esempio la bonifica di alcune aree a terra destinate ad accogliere infrastrutture tecnologiche;

**PRESO ATTO** che in allegato alla nota prot. 001058 del 2 marzo 2019, la Società ENI ha trasmesso una "Relazione sulla non sostanziale variazione delle condizioni ambientali" con riferimento al contesto a suo tempo esaminato in sede di valutazione di impatto ambientale;

**ACQUISITO** il parere n. 3047 del 21 giugno 2019 con il quale la Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS, comunica di ritenere che "...alla luce degli aggiornamenti forniti dalla Società ENI S.p.A. sullo stato dei luoghi, si possano ritenere confermate, con riferimento esclusivo alla parte concernente la VIA, le valutazioni già effettuate in merito al progetto di cui trattasi e che vi siano le condizioni per prorogare il provvedimento di VIA in questione";

**ACQUISITO** il parere prot. 25339 del 17 settembre 2019, assunto al prot. 0023417/DVA del 17 settembre 2019, con cui il Ministero per i beni e le attività culturali - Direzione generale Archeologia, belle arti e paesaggio - ha espresso "parere favorevole alla proroga per un periodo pari a quattro anni della parte VIA del decreto VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014 per i Progetto di coltivazione di gas metano - Offshore Ibleo-Campi Argo e Cassiopea...";

**CONSIDERATO** quindi che sono allegati al presente decreto e ne costituiscono parte integrante i seguenti pareri:

- a) parere della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS n. 3047 del 21 giugno 2019, costituito da 14 pagine;
- b) parere del Ministero per i beni e le attività culturali - Direzione generale Archeologia, belle arti e paesaggio espresso con nota prot. 25339 del 17 settembre 2019, costituito da 5 pagine;

**VISTA** la nota prot. DVA-int 24087 del 24 settembre 2019, con la quale il responsabile del procedimento, ai sensi dell'articolo 6, comma 1, lettera e), della legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni, ha trasmesso gli atti istruttori ai fini dell'adozione del provvedimento finale;



**RITENUTO** sulla base di quanto premesso, che sussistano i presupposti per poter accogliere l'istanza di proroga dei termini di validità del provvedimento di compatibilità ambientale D.M. n. 0000149 del 27 maggio 2014;

## DECRETA

### Art. 1 (Proroga)

1. ai sensi dell'articolo 26, comma 6, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e successive modificazioni, il termine di validità del provvedimento di compatibilità ambientale D.M. n. 149 del 27 maggio 2014 relativo al progetto "Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea" presentato dalla Società ENI, è prorogato per un periodo di quarantotto mesi a decorrere dalla data di scadenza, ovvero fino al 26 maggio 2023, subordinatamente all'ottemperanza a tutte le prescrizioni impartite dal D.M. n.149/2014 e dal successivo provvedimento favorevole all'esclusione n. 55 del 7 febbraio 2018.

### Art. 2 (Pubblicazione)

1. Il presente provvedimento sarà comunicato alla ENI S.p.A., al Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo, al Ministero dello sviluppo economico, alla Regione Siciliana, al Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta, al Libero Consorzio Comunale di Agrigento, al Comune di Agrigento, al Comune di Gela, alla Capitaneria di Porto di Gela, alla Capitaneria di Porto di Porto Empedocle, alla Direzione Generale Protezione della Natura e del Mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
2. Il Proponente provvederà alla pubblicazione del presente provvedimento per estratto nella Gazzetta ufficiale, ai sensi dell'articolo 27 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, previgente alle modifiche apportate dal decreto legislativo 16 giugno 2017, n. 104, notiziandone il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare – Direzione Generale per le valutazioni e le autorizzazioni ambientali.
3. Il presente decreto è reso disponibile, unitamente ai pareri della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS e del Ministero per i beni e le attività culturali, sul portale per le Valutazioni e le autorizzazioni ambientali del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.
4. Avverso il presente provvedimento è ammesso ricorso al TAR entro 60 giorni e al Capo dello Stato entro 120 giorni decorrenti dalla pubblicazione in Gazzetta ufficiale.

IL MINISTRO DELL'AMBIENTE  
E DELLA TUTELA DEL TERRITORIO E  
DEL MARE  
Sergio Costa

IL MINISTRO PER I BENI  
E LE ATTIVITA' CULTURALI E PER IL  
TURISMO  
Dario Franceschini

Progetto "Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea, Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1" [ID\_VIP: 4540]  
Proroga termini di validità del decreto di compatibilità ambientale prot. D.M. 0000149 del 27 maggio 2014



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

ROMA, 2019 - I.P.Z.S. S.p.A. [2,15,19,10,18,10,19,18]



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

ex DIREZIONE GENERALE PER LE VALUTAZIONI  
E LE AUTORIZZAZIONI AMBIENTALI

DIVISIONE II – SISTEMI DI VALUTAZIONE AMBIENTALE

Destinatari in allegato

**OGGETTO: [ID\_VIP: 4540] Notifica del decreto di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014 relativo al progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo" - Campi Argo e Cassiopea. Proponente: Eni S.p.A.**

Si comunica che in data 27 dicembre 2019 è stato emanato il decreto n. 364 di proroga di validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27 maggio 2014 relativo al progetto indicato in epigrafe.

Il testo integrale del provvedimento, corredato dei seguenti pareri che ne costituiscono parte integrante:

- parere positivo della Commissione tecnica di verifica dell'impatto ambientale VIA e VAS n. 3047 del 21 giugno 2019;
- parere positivo del Ministero per i beni e le attività culturali espresso con nota prot. 25339 del 17 settembre 2019;

è allegato alla presente e reso disponibile sul portale delle Valutazioni e autorizzazioni ambientali VAS-VIA-AIA del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare ([www.va.minambiente.it](http://www.va.minambiente.it), sezione Procedure/provvedimenti).

**Il Dirigente**

Arch. Gianluigi Nocco

(documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii)

*Allegati: c.s.*

ID Utente: 3346  
ID Documento: DVA-D2-II-3346\_2019-0463  
Data stesura: 30/12/2019

*Tuteliamo l'ambiente! Non stampate se non necessario. 1 foglio di carta formato A4 = 7,5g di CO<sub>2</sub>*

Via Cristoforo Colombo, 44 – 00147 Roma Tel. 06-57225903 - Fax 06-57225994 e-mail: [dva-2@minambiente.it](mailto:dva-2@minambiente.it)  
e-mail PEC: [DGSalvanguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it](mailto:DGSalvanguardia.Ambientale@PEC.minambiente.it)

## **Elenco indirizzi**

Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo  
Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio  
Servizio V  
mbac-dg-abap.servizio5@mailcert.beniculturali.it

Ministero dello sviluppo economico  
Direzione generale per la sicurezza  
dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche  
Divisione VII – Rilascio e gestione titoli minerari, espropri, royalties  
dgsaie.div07@pec.mise.gov.it

Regione Siciliana  
Assessorato regionale del territorio e dell'ambiente  
Dipartimento regionale dell'ambiente  
dipartimento.ambiente@certmail.regione.sicilia.it

Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta  
amministrazione@pec.provincia.caltanissetta.it

Libero Consorzio Comunale di Agrigento  
protocollo@pec.provincia.agrigento.it

Comune di Gela  
comune.gela@pec.comune.gela.cl.it

Comune di Agrigento  
servizio.protocollo@pec.comune.agrigento.it

Capitaneria di Porto di Gela  
cp-gela@pec.mit.gov.it

Capitaneria di Porto di Porto Empedocle  
Cp-portoempedocle@pec.mit.gov.it

Eni S.p.A.  
ep\_distretto\_centromeridionale@pec.eni.com  
eni\_rapportipa@pec.eni.com

Direzione generale per la protezione della natura e del mare  
dgprotezione.natura@pec.minambiente.it

e p.c. Commissione tecnica di verifica dell'impatto  
ambientale VIA e VAS  
ctva@pec.minambiente.it



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

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

\* \* \*

Parere n. 3047 del 21/06/2019

<b>Progetto</b>	<p><i>Parere art. 9 del GAB/DEC/150/07</i></p> <p><b>Progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo" - Campi Argo e Cassiopea. Richiesta di proroga della parte VIA del decreto VIA/AIA n. 149 del 27.05.2014</b></p> <p><b>ID_VIP 4540</b></p>
<b>Proponente</b>	<b>ENI S.p.A.</b>

*[Handwritten signatures and initials]*

## **La Commissione Tecnica di Verifica per l'Impatto Ambientale – VIA e VAS**

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante “*Norme in materia ambientale*” e s.m.i.;

**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;

**VISTO** il Decreto del Presidente della Repubblica del 14 maggio 2007, n. 90 e s.m.i. concernente “*Regolamento per il riordino degli organismi operanti presso il Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, a norma dell’articolo 29 del D.L. 4 luglio 2006, n.223, convertito, con modificazioni, dalla L. 4 agosto 2006, n.248*” ed in particolare l’art.9 che ha istituito la Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto Legislativo del 3 aprile 2006, n.152 recante “*Norme in materia ambientale*” e s.m.i. ed in particolare l’art. 8 inerente il funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale - VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot. n. GAB/DEC/150/07 del 18 settembre 2007 di definizione dell’organizzazione e del funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS;

**VISTO** il Decreto del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare prot.n.GAB/DEC/112/2011 del 20/07/2011 di nomina dei componenti della Commissione Tecnica per la Verifica dell’Impatto Ambientale – VIA e VAS ed i successivi decreti integrativi;

**VISTO** il Decreto Ministeriale n.149 del 27/05/2014 del Ministro dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo (MiBACT) con il quale è stato emanato giudizio favorevole di compatibilità ambientale e l’autorizzazione integrata ambientale per il progetto “*Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea, Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1*”, presentato nel 2010 dalla Società Eni S.p.A.;

**VISTA** la nota prot.n.1058 del 12/03/2019, acquisita dalla Direzione Generale per le Valutazioni Ambientali (DVA) con prot.n.DVA/6452 in data 13/03/2019, con la quale Società Eni S.p.A. ha presentato richiesta di proroga dei termini di validità del Decreto di compatibilità ambientale D.M. n.149/2014 relativo all’opera in oggetto, e per la sola parte concernente la VIA, per un periodo pari a quattro anni dall’attuale data di scadenza;

**PRESO ATTO** che in allegato alla richiesta è stato trasmesso la seguente documentazione:

- “*Relazione sulla non sostanziale variazione delle condizioni ambientali*” e i seguenti allegati:
  - Protocollo d’intesa per l’area di Gela;
  - Cronoprogramma delle attività per il completamento delle opere previste dal progetto;
  - Stato di avanzamento delle attività prescritte dal decreto VIA/AIA n.149 del 27/05/2014 e dal provvedimento n.55 del 07/02/2018 prima dell’inizio dei lavori;

**VISTA** la nota prot.n.DVA/7967 del 28/03/2019, acquisita con prot.n.CTVA/1182 del 28/03/2019, con la quale la DVA ha trasmesso alla Commissione Tecnica di Verifica dell’Impatto Ambientale (CTVA), la richiesta citata assieme alla documentazione chiedendo “*a codesta Commissione tecnica se, alla luce degli aggiornamenti forniti dalla Società sullo stato dei luoghi, si possano ritenere confermate, con riferimento esclusivo alla parte concernente la VIA, le valutazioni già effettuate in merito al progetto di cui trattasi o, in altri termini, se vi siano le condizioni per prorogare il provvedimento di VIA in questione*”;

**PRESO ATTO** che con tale nota la DVA specifica inoltre che successivamente all’acquisizione del decreto favorevole di compatibilità ambientale D.M. 149 del 27/05/2014, la Società ENI S.p.a. ha presentato in data 22/12/2016, istanza di verifica di assoggettabilità a VIA per il progetto relativo a “*Interventi di ottimizzazione del Progetto Argo e Cassiopea*” che si è conclusa con il provvedimento favorevole all’esclusione n. 55 del 07/02/2018. Le modifiche fatte oggetto di verifica consistono nella rinuncia alla

realizzazione della piattaforma "Prezioso K", nonché della condotta che avrebbe dovuto collegarla alla piattaforma;

**ESAMINATA** la documentazione presentata:

**PRESO ATTO** che relativamente all'iter amministrativo del progetto:

- il "Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea, Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1", presentato nel 2010 dalla società Eni S.p.A. Divisione Exploration & Production, oggi Eni S.p.A. Upstream & Technical Services, ha ottenuto il giudizio favorevole di compatibilità ambientale e l'autorizzazione integrata ambientale per la nuova piattaforma Prezioso K con Decreto n. 149 del 27/05/2014;
- Successivamente il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), con Decreto del 31/10/2014 poi rettificato con successivo Decreto del 29/01/2015, ha conferito ad Eni la concessione di coltivazione – denominata G.C1.AG – nell'ambito della quale attuare il Programma Lavori di cui al giudizio favorevole di compatibilità ambientale;
- Successivamente al rilascio del DM 149/2014 Greenpeace Onlus, Associazione Italiana per il World Wide Fund for Nature (WWF) Onlus Ong, Italia Nostra Onlus, Legambiente Onlus, Lega Italiana Protezione degli Uccelli - LIPU Birdlife Italia, Comune di Ragusa, Comune di Santa Croce Camerina, Comune di Palma di Montechiaro, Comune di Licata, Comune di Scicli, Associazione Nazionale dei Comuni Italiani (ANCI), Legacoop Pesca Sicilia, Touring Club Italia, hanno presentato ricorso (numero di registro generale 11490 del 2014) per l'annullamento del suddetto Decreto Ministeriale 149/2014. Tale ricorso è stato rigettato dal Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio (Sezione Prima), con camera di consiglio del 6 maggio 2015, sentenza n. 07782/2015. La decisione del TAR del Lazio, contro la quale era stato presentato nuovo ricorso con numero di registro generale 7021 del 2015, è stata in seguito confermata dal Consiglio di Stato (Sesta Sezione), con sentenza 31 agosto 2016, n. 3767;
- Nell'ottica di rendere il progetto maggiormente sostenibile dal punto di vista ambientale migliorandone così l'inserimento, e favorendo la valorizzazione del territorio, tramite il riutilizzo di aree dismesse all'interno della raffineria di Gela per le quali sono in corso attività di bonifica dei terreni, si è proceduto ad una rivalutazione dello schema di sviluppo;
- In particolare, i nuovi sviluppi progettuali sono stati sottoposti ad una Verifica di Non Assoggettabilità a VIA in data 22/12/2016 ed approvati dal MATTM con Provvedimento n.55 del 7 febbraio 2018, con il quale la Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali ha determinato l'esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per i lavori relativi alla realizzazione degli "Interventi di Ottimizzazione del progetto Offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea";

**PRESO ATTO** che relativamente all'iter autorizzativo del progetto il Proponente fornisce una tabella dove si percorrono i passaggi tecnico - amministrativi relativi alle procedure di valutazione di impatto ambientale ed autorizzative nonché relativi alla procedura in corso riguardante il Piano di Caratterizzazione Ambientale (PdCA) redatto ai sensi del D.Lgs.n.152/06 e s.m.i in relazione all'area di progetto (Area Trappola e Shore approach) posta in area demaniale all'interno del Sito di Interesse di Bonifica (SIN), ma esterna al perimetro RAGE (nota prot. N. 864 del 27/03/2018);

**PRESO ATTO** che in sintesi, le attività di progetto in seguito alle ottimizzazioni nel loro complesso riguardano:

1. Realizzazione di quattro pozzi sottomarini produttori, di cui uno per il giacimento "Argo" (pozzo "Argo 2") e n.3 pozzi per il giacimento "Cassiopea" (pozzi "Cassiopea 1Dir", "Cassiopea 2 Dir" e "Cassiopea 3Dir"); tali interventi sono stati autorizzati con DM 149/2014;
2. Perforazione di n.2 pozzi esplorativi (aventi per obiettivo livelli sabbiosi mineralizzati a gas) sui prospetti de-nominati "Centauro 1" e Gemini 1": tali interventi sono stati autorizzati con DM 149/2014;
3. Installazione di un manifold sottomarino di raccolta della produzione del Campo Cassiopea: tale intervento è stato autorizzato con DM 149/2014;

4. Posa di un ombelicale di controllo dal manifold del campo Cassiopea alle 4 teste pozzo all'esistente piatta-forma Prezioso: intervento autorizzato con DM 149/2014 e modifica autorizzata con PROVVEDIMENTO 55/2018;
5. Posa di una pipeline da 14" dal manifold "Cassiopea" al nuovo approdo inclusa installazione di un sistema di sezionamento di sicurezza sottomarino: intervento autorizzato con DM 149/2014 e modifica autorizzata con PROVVEDIMENTO 55/2018;
6. Installazione di opera lineare per il posizionamento di una trappola temporanea di lancio e ricezione pig: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018;
7. Utilizzo dei tracciati esistenti delle tubazioni della Raffineria per il transito della pipeline da 14'' dalla radice della ex condotta in cemento armato sino all'area del nuovo impianto: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018.
8. Posa in opera di un impianto di trattamento e compressione del gas a terra ubicato all'interno della Raffineria di Gela: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018;
9. Realizzazione di un punto di misura fiscale a terra all'interno dell'area del nuovo impianto ed opere lineari di collegamento alla rete nazionale: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018;
10. Installazione, presso la piattaforma esistente "Prezioso" che ricade nella concessione "C.C3.AG", delle unità relative all'iniezione del glicol-etilenico nel flusso gassoso estratto dai pozzi del giacimento Argo - Cassiopea per la prevenzione della formazione degli idrati e delle unità necessarie al controllo dei pozzi sottomarini. Inoltre, verrà predisposto il collegamento al collettore di blow down di piattaforma per eventuale depressurizzazione manuale della linea di trasporto gas: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018;
11. Rimozione della esistente condotta in cemento armato lato pontile di Raffineria, manutenzione dei pilastri di sostegno ed installazione sugli stessi della pipeline da 14'' nel suo tratto terminale fino a terra: intervento autorizzato con PROVVEDIMENTO 55/2018. Le attività nel tratto a mare saranno realizzate con idoneo mezzo dopo opportuna verifica ed autorizzazione da parte delle Autorità Portuali Competenti;

**PRESO ATTO** che;

- in ambito offshore, dunque, le principali ottimizzazioni di progetto rispetto a quanto autorizzato con DM 149/2014 hanno sostanzialmente riguardato l'eliminazione della nuova piattaforma Prezioso K dal concetto di sviluppo, oltre che la variazione del tracciato previsto della sealine di trasporto del gas a terra e piccoli interventi sulla Piattaforma esistente Prezioso funzionali allo sviluppo dei campi gas Argo e Cassiopea;
- gli interventi a terra (onshore) sono in massima parte ubicati all'interno dell'area della Raffineria di Gela e soltanto marginalmente nella prospiciente area demaniale e verranno realizzati soltanto al termine delle attività di bonifica e/o di caratterizzazione che riguardano le aree interessate;
- gli interventi di ottimizzazione approvati sono in linea con gli impegni e gli intenti assunti con la sottoscrizione del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela da parte di Eni, Ministero dello Sviluppo Economico ed altre realtà produttive ed istituzionali, col quale peraltro le parti hanno convenuto che la realizzazione di nuove iniziative industriali sia necessaria a garantire un futuro all'area industriale di Gela;

**CONSIDERATO** che, relativamente all'aggiornamento del **Regime Vincolistico** dalla "*Relazione sulla non sostanziale variazione delle condizioni ambientali*" si evince quanto segue:

- L'area oggetto delle attività *onshore*:
  - è inclusa in un'area soggetta a vincolo idrogeologico istituito ai sensi del R.D. 3267/1923, che interessa un tratto del litorale costiero posto ad Est rispetto al centro della città di Gela per una fascia di 150 m circa dalla riva;
  - si sviluppa nelle vicinanze di aree boscate tutelate dalla lettera g dell'articolo 142 comma 1 D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. ed intercetta aree tutelate alle lettere a e c dell'articolo 142 comma 1 del D. Lgs. 42/04 e s.m.i.;
  - la pipeline di trasporto del gas e le linee elettriche verso l'area di impianto attraverseranno il Canale Valle Priolo, tutelato a norma dell'art. 142 comma 1 D. Lgs. 42/2004 e s.m.i., e la relativa fascia di rispetto;

- l'impianto e le linee di adduzione gas risultano completamente incluse all'interno della ZPS ITA050012 – "Torre Manfreda, Biviere e Piana di Gela";
  - l'impianto e le linee di adduzione gas risultano completamente incluse all'interno dell'IBA 166 – "Biviere e piana di Gela" (completamente coincidente con la ZPS ITA050012 per la parte di interesse);
  - ricade nel "Sito di Interesse nazionale (SIN) di Gela e Priolo" identificato ai sensi del D.M. 10/01/2000 e che rientra nel processo di caratterizzazione ambientale e successiva bonifica ai sensi della normativa vigente. Le operazioni progettuali previste in area SIN verranno svolte in ottemperanza alla normativa vigente;
  - l'impianto risulta inoltre posto a breve distanza dal confine orientale della ZSC ITA050001 – "Biviere e Macconi di Gela", mentre le linee di trasporto del gas alla rete nazionale sono appena esterne allo stesso.
- Come evidenziato nello Studio preliminare ambientale depositato nel Dicembre 2016, l'unica modifica di rilievo in ambito *offshore* rispetto a quanto autorizzato con il D.M. 149/2014 concernente il giudizio favorevole di compatibilità ambientale sul "Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" è la mancata realizzazione della piattaforma Prezioso K e del relativo ponte di collegamento con la piattaforma Prezioso che rappresenta dunque una modifica migliorativa dal punto di vista vincolistico ed a minore impatto ambientale e paesaggistico.
  - Sia l'iter di approvazione del progetto originario che l'iter di approvazione del progetto di ottimizzazione hanno confermato l'assenza di interferenze tra le attività, sia *onshore* che *offshore*, e gli strumenti di pianificazione nazionali e locali.
  - La nuova verifica del regime vincolistico in vigore, condotta dal proponente ai fini della richiesta di proroga, conferma l'assenza di variazione dello stesso rispetto alle condizioni considerate nello Studio di Impatto Ambientale e nel successivo studio relativo al progetto di ottimizzazione.

**VALUTATO** che

- L'assenza di modifiche nel regime mantiene valide le conclusioni presenti all'interno della stima impatti ed invariato il loro contesto di validità.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Atmosfera**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- L'ottimizzazione progettuale oggetto di verifica di assoggettabilità del 2016 ha comportato l'eliminazione della nuova piattaforma Prezioso K inizialmente prevista e dello spostamento delle attività di trattamento gas, e quindi delle relative emissioni in atmosfera, a terra.
- Nello studio del 2016 è stato aggiornato il quadro considerato nel precedente studio con i nuovi dati disponibili. Considerando in particolare i dati per i seguenti inquinanti: SO<sub>2</sub>, PST, PM<sub>10</sub>, NO, NO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, O<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub>, NMHC, C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>, CO, misurati in 6 stazioni ubicate sia in contesto urbano che agricolo all'interno del Comune di Gela. I dati sono riferiti agli anni 2013, 2014 e 2015 ed hanno confermato concentrazioni dei principali inquinanti inferiori ai limiti di legge.
- Il proponente ha inoltre analizzato i dati relativi agli anni 2016 e 2017 pubblicati da ARPA Sicilia per le stazioni presenti nell'area di Gela, riscontrando la "sostanziale invarianza delle condizioni ambientali alla data di stesura della presente relazione (febbraio 2019), si ritiene che lo scenario ambientale di riferimento considerato nello Studio di Impatto Ambientale del 2010-2011 e nei successivi interventi di ottimizzazione del 2016 si mantenga invariato".

**VALUTATO** che, relativamente alla Componente Atmosfera, permangono le condizioni che hanno determinato la compatibilità ambientale dell'opera, così come si possono ritenere confermate le condizioni che hanno permesso di escludere le variante presentata nel 2016 dalla assoggettabilità alla VIA.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Acque Superficiali e Marine**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- L'area di progetto *onshore* ricade all'interno del bacino idrografico del Fiume Gela. All'interno del documento "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo

– Campi Gas Argo e Cassiopea” del dicembre 2016, oggetto di verifica di assoggettabilità, vengono riportati i dati di qualità ambientale forniti da ARPA per gli anni 2011 e 2013 relativi al fiume Gela ed Acate (ubicato a circa 7 km in direzione sud-est).

Corso d'acqua	Codice stazione	LIMEco - 2011	LIMEco - 2013	Stato chimico 2013
Gela	R19077 01	Buono	n.d.	n.d.
Acate	R19078 04	Scarso	Cattivo	Buono
Acate	R19078 05	Sufficiente	Buono	Buono

- In merito al tratto di mare antistante, lo “Studio di Impatto Ambientale Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea, Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1” ed il successivo “Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” del dicembre 2016 citano i risultati degli studi sulla qualità dell’acqua marina condotti da ISPRA nell’autunno 2006 e nel corso del 2009 nel Golfo di Gela. Gli studi non hanno evidenziato situazioni particolarmente critiche: le concentrazioni degli analiti indagati risultano in generale molto basse (o al di sotto del limite di quantificazione delle metodiche utilizzate, o prossimi ai valori di background naturale) e distribuite in maniera omogenea. Fanno eccezione solo l’Arsenico e gli Idrocarburi Pe-santi (C>12) che presentano valori significativi in aree limitate. Da nessuna campagna è risultato in atto un inquinamento di tipo microbiologico.
- Il proponente ha analizzato gli annuari ARPA relativi agli anni 2016 e 2018 che non riportano classificazione di qualità per il tratto di mare interessato dal progetto. L’unico indice presente (relativo all’anno 2017) definisce il Golfo di Gela come un’area non conforme alla vita dei molluschi (D.Lgs. 152/06) a causa della salinità delle acque e della presenza di materiale in sospensione. In assenza di nuovi dati che modifichino lo scenario ambientale considerato il proponente conclude che “si può ritenere che le valutazioni proposte nello Studio di Impatto Ambientale del 2010-2011 ed i successivi interventi di ottimizzazione si mantengono valide”.
- Le soluzioni progettuali aggiornate nello “Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” del dicembre 2016 prevedono che:
  - Per la parte di progetto *onshore*, tutte le acque di scarico del nuovo impianto (acque meteoriche, acque di produzione ottenute a valle della separazione del flusso gassoso proveniente dai giacimenti, drenaggi discontinui provenienti dalle apparecchiature del nuovo impianto, acque sanitarie) vengano raccolte ed inviate agli impianti di trattamento acque della Raffineria, in grado di gestire e trattare le tipologie e le qualità di acque che saranno prodotte dall’impianto;
  - Per la parte di progetto *offshore*, le acque di scarico previste sono unicamente i reflui civili e le acque di raffreddamento (motori delle navi) durante le attività di cantiere previste per la posa delle condotte e la perforazione dei nuovi pozzi. I reflui civili (scarichi civili provenienti dai WC, lavandini, docce, cambusa, ecc.) è previsto vengano scaricate in mare previo trattamento mediante impianto di triturazione e disinfezione omologato, in conformità con la Convenzione MARPOL. Lo scarico a mare dei liquami civili trattati e di eventuali acque di raffreddamento viene effettuato, come previsto dalla normativa vigente, ad una temperatura massima di 35°C, causando un fenomeno di innalzamento della temperatura delle acque circoscritte e limitato nel tempo.
  - Per la parte offshore del progetto, così come modificato con gli Interventi di ottimizzazione descritti nello Studio Preliminare Ambientale del dicembre 2016, non si prevede più alcuno scarico liquido a mare durante la fase di esercizio del progetto, in quanto, come già detto, tutti gli scarichi liquidi saranno prodotti e trattati in terraferma.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Acque Superficiali e Marine**, gli elementi caratterizzanti la componente così come le valutazioni relative all’impatto del progetto sulla stessa possano ritenersi confermate sia rispetto alla compatibilità ambientale che rispetto all’esclusione dalla VIA della variante progettuale presentata nel 2016.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Acque Sotterranee**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- Sia nella Studio di Impatto Ambientale che nello Studio Preliminare Ambientale del 2016 il proponente ha presentato il quadro delle condizioni delle acque di falda nell'area di progetto, dal quale risulta:
  - Assenza dei superamenti per i seguenti Metalli: Cadmio, Cobalto, Cromo Totale ed Esavalente, Mercurio, Piombo, Rame, Selenio e Zinco;
  - Puntuali superamenti per Antimonio, Nichel e, nella sola campagna di marzo-maggio 2014, per Alluminio;
  - Superamenti puntuali e discontinui per i parametri Fluoruri e Nitriti;
  - Una diffusa presenza dei parametri Solfati-Boro, presumibilmente connessi alla vicinanza del sito con il mare, Ferro e Manganese, variamente presenti sia nell'area dello stabilimento sia nella Piana di Gela;
  - Una presenza in diverse aree dello stabilimento del parametro Arsenico. Le concentrazioni rilevate risultano di poco superiori alle Concentrazioni Soglia di Contaminazione, ad eccezione di alcuni punti dove si rilevano concentrazioni maggiori.
- Il proponente ha analizzato i dati riportati all'interno dell'Annuario ARPA Sicilia 2018 (dati 2011 - 2017) che riportano un indice di qualità SCAS (Stato Chimico delle Acque Sotterranee) per la Piana di Gela Scarso, "in linea con le considerazioni riportate nello "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea"". Il proponente conclude quindi che "considerato che lo scenario ambientale delle acque di falda non risulta significativamente variato nel corso degli anni e che l'attività di progetto non si prevede che abbia alcuna influenza sulla componente acque sotterranee, si può ritenere che le valutazioni proposte nello Studio di Impatto Ambientale del 2010-2011 ed i successivi interventi di ottimizzazione si mantengano valide".
- Le soluzioni progettuali descritte dal proponente nello Studio di Impatto Ambientale ed i successivi interventi di ottimizzazione proposti nel 2016 non prevedono la perforazione di pozzi di captazione idrica né per la fase di cantiere né per quella di esercizio sia in ambito *onshore* che *offshore*. Le acque necessarie al funzionamento dell'impianto *onshore* verranno fornite tramite allacciamento alla rete della raffineria e/o da un allaccio diretto alla rete comunale. In fase di cantiere la fornitura di acqua avverrà tramite autobotti. Inoltre, non sono previsti scavi profondi, escludendo così ogni contatto con le acque di falda, tranne che per gli eventuali pali di fondazione delle strutture a terra.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Acque Sotterranee**, lo scenario delle acque di falda non risulta significativamente variato nel corso degli anni e le attività di progetto sono state oggetto di valutazione sia nell'ambito della procedura di VIA che nell'ambito della procedura di verifica di assoggettabilità del 2016, mantenendo pertanto valide le conclusioni in merito alla compatibilità.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Qualità del Suolo**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- In aggiornamento a quanto riportato nella documentazione trasmessa nel periodo 2010-2011 nell'ambito del procedimento VIA, lo "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016 descrive lo stato di qualità del suolo e sottosuolo così come riportato nelle indagini di caratterizzazione del sito della Raffineria di Gela e delle successive attività di bonifica condotte negli anni 2015 e 2016 e validate da ARPA Siracusa.
- Dalle indagini sono emersi superamenti per le concentrazioni limite nel suolo per:
  - Metalli Pesanti (arsenico, mercurio, nichel, piombo, cromo, antimonio, piomboalchili, vanadio);
  - Idrocarburi;
  - BTEX;

- Composti alifatici clorurati cancerogeni;
- Composti alifatici alogenati cancerogeni;
- IPA.
- Le valutazioni condotte all'interno dello studio "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016 tengono conto dello stato sito-specifico dell'Area di progetto. Le considerazioni fatte per il quadro ambientale, anche alla luce dei risultati delle attività in più recenti relative all'area di studio, sono tuttora valide.
- Le attività di progetto previste per la componente *onshore* si limiteranno alle sole attività di livellamento dell'area e non apporteranno modificazioni alla morfologia del suolo o alcun impatto significativo sulla qualità dei terreni presenti. Viste le attività previste dal progetto e l'assenza di cambiamenti si ritiene che le considerazioni dello Studio si mantengano valide.
- In merito il proponente dichiara che *"viste le attività previste dal progetto e l'assenza di cambiamenti si ritiene che le considerazioni dello Studio si mantengano valide"*.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Qualità del Suolo**, le caratteristiche della componente e del progetto risultano le stesse oggetto di valutazione.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Rumore**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- Rispetto alla tematica del rumore lo "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016 ha aggiornato quanto considerato nella documentazione dello Studio di Impatto Ambientale del Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea, valutando l'impatto associato alle fasi di cantiere *onshore* ed offshore ed alle fasi di esercizio del progetto aggiornato dalle ottimizzazioni previste.
- Il proponente ha identificato le seguenti sorgenti di rumore con relativi impatti:
  - Per la componente *offshore*, la principale sorgente di rumore è rappresentata dal traffico navale indotto durante la fase di cantiere che, alla luce delle modifiche progettuali introdotte con il progetto di ottimizzazione, è stato ridotto nel tempo ed in numero di imbarcazioni rispetto al progetto iniziale presentato nello Studio di Impatto Ambientale del 2010-2011;
  - Per la componente *onshore*, durante la fase di esercizio sono state individuate come principali sorgenti di rumore i compressori e la cameretta fiscale, con funzionamento continuo. Lo studio delle emissioni sonore associate a questi elementi ha verificato il rispetto dei limiti di emissione sonore presso i recettori più prossimi. Successivi studi condotti sulla variazione dell'impatto sonoro associato allo spostamento della cameretta fiscale in un punto più interno dell'Area di progetto, non ha mostrato variazioni significative della rumorosità del progetto, comunque già conforme alle limitazioni di legge.
- In particolare nello "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea", ai fini della valutazione della problematica del rumore ed in assenza di una zonizzazione acustica comunale e/o di monitoraggi del rumore nel Comune di Gela, sono state condotte delle simulazioni facendo riferimento ai limiti di legge del DPCM 14/11/97 (Area raffineria e nuovo impianto di trattamento gas VI – 70 dB(A), Recettori abitativi R1-R2 prossimi al confine d'impianto IV – 65 dB(A), Recettori abitativi III – 60 dB(A)) ed identificando i recettori più prossimi all'Area di Progetto.
- In merito alla componente rumore il proponente riporta che *"dal momento che, alla data di stesura della presente relazione (febbraio 2019), il Comune di Gela non ha ancora una zonizzazione acustica e nei Dati ambientali 2018 forniti da ARPA Sicilia non sono presenti rilevazioni sul rumore e visto che le simulazioni della componente rumore hanno confermato la conformità del progetto, le valutazioni effettuate nello studio del 2010-2011 così come aggiornato nello studio del 2016 sono da ritenersi tuttora valide"*.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Rumore** le valutazioni espresse sia nella procedura di VIA che nella successiva verifica di esclusione dalla VIA della variante progettuale presentata possano ritenersi confermate.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Biodiversità e Ecosistema**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- Come descritto nel documento "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016, l'area *onshore* di progetto è situata nelle vicinanze delle seguenti aree Natura 2000:
  - ZSC ITA050001 Biviere e Macconi di Gela (l'area di progetto ricade ad una distanza inferiore a 50 m dal SIC);
  - ZSC ITA050011 Torre Manfredia (l'area di progetto è ubicata a circa 8 km Nord-Ovest dal SIC);
  - ZPS ITA050012 Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela (l'area di progetto è interna alla ZPS).
- Il documento riporta una verifica dello stato di conservazione delle principali specie di flora e fauna presenti sia *onshore* che *offshore* nell'area di progetto ed il loro grado di minaccia secondo la classificazione IUC, ad integrazione del precedente studio prodotto nell'ambito della procedura di VIA.
- Le analisi sugli impatti condotte dal proponente concludono che:
  - Per la parte *offshore* del progetto, i principali elementi di impatto sono associati alla fase di cantiere (movimentazioni navi, posa della sealine, revamping della piattaforma Prezioso). Questi impatti sono temporanei e reversibili, con pochi effetti sulla flora, fauna ed ecosistemi;
  - Per la parte *onshore*, l'impianto si inserisce all'interno della Raffineria di Gela in un contesto fortemente antropizzato, pertanto con possibili impatti aggiuntivi sulla componente flora, fauna ed ecosistemi nulli. Inoltre, l'area interessata dal progetto si presenta attualmente priva di vegetazione quindi non sono pre-viste attività di sfalcio.
- In merito alla tematica il proponente rileva che "alla luce pertanto delle prescrizioni "in assenza di modifiche nella classificazione delle specie presenti sull'area, si ritiene che le conclusioni presenti nello studio "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" possano ritenersi tuttora valide".

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Biodiversità e Ecosistema**, le valutazioni espresse nel corso della procedura di VIA e della successiva procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA condotta sulla variante progettuale proposta possano considerarsi confermate.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Paesaggio**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- Lo "Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea" del dicembre 2016 riporta un aggiornamento di quanto riportato nello Studio di Impatto Ambientale per la valutazione dell'impatto sul paesaggio sia per la parte *onshore* che *offshore* di progetto.
- Relativamente alla parte *offshore* del progetto il grado di perturbazione e le possibili alterazioni saranno prodotte solamente dalla presenza temporanea dei mezzi navali nella zona marina di interesse, che non si ritiene possano essere significative in virtù del comune traffico navale presente nell'area. Tale interferenza sarebbe comunque limitata alle poche settimane necessarie al revamping della piattaforma Prezioso ed all'installazione della condotta dalla stessa piattaforma al pontile di Gela.
- Con riferimento alla realizzazione della centrale di trattamento gas in terraferma, l'"Inserimento urbanistico e paesaggistico – Riprese fotografiche dello stato di fatto e rendering" prodotto dal

proponente contestualmente alla presentazione delle varianti progettuali oggetto di verifica di assoggettabilità alla VIA nel 2016 mostra come in tutti i Punti di Vista selezionati per lo studio la sagoma dell'impianto non sia visibile ad eccezione della torcia. La pipeline *onshore* e la trappola di lancio e ricezione *pig* non sono visibili da nessun Punto di Vista.

- Relativamente agli aggiornamenti sulla componente paesaggio il proponente conclude che *“il valore paesaggistico dell'area in esame e la visibilità delle opere dai punti di vista significativi, consente di stimare l'impatto paesaggistico di entità non significativa, poco percepibile e non in grado di determinare una modifica degli aspetti complessivi delle aree esaminate. Queste considerazioni, non essendo cambiato il contesto paesaggistico dell'opera, sono ancora valide”*.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Paesaggio**, le valutazioni espresse nel corso della procedura di VIA e della successiva procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA della variante progettuale presentata possano considerarsi confermate.

**CONSIDERATO** che, relativamente alla **Componente Economia**, il proponente ha fornito i seguenti aggiornamenti:

- All'interno dello *“Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1”* del 2010 e dello *“Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Pro-getto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea”* del dicembre 2016, è stata fornita un'ampia descrizione dello stato dell'economia di Gela e del comparto pesca nel tratto di mare interessato dalla componente *offshore* del progetto.
- I dati citati nello studio fanno riferimento per la parte *onshore* alla situazione economica presentata all'interno dell'ultimo censimento ISTAT delle imprese (2011) e delle relazioni della Banca d'Italia degli anni 2015.
- Conformemente a quanto previsto dalla prescrizione A.2 del Decreto VIA n. 149 del 27/05/2014 relativo al progetto Off-shore Ibleo - Campi Argo e Cassiopea, il proponente sta svolgendo *“un'approfondita valutazione degli impatti per le attività di pesca per poter prevedere le relative ipotesi di compensazione. Verrà presentata formale documentazione prima dell'avvio dei lavori in mare”*. Il proponente conclude quindi che *“alla luce di quanto sopra riportato è possibile ritenere valide le considerazioni dello “Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campi Gas ARGO e CASSIOPEA Pozzi esplorativi CENTAURO 1 e GEMINI 1” così come aggiornate dallo “Studio Preliminare Ambientale – Interventi di ottimizzazione al Progetto Offshore Ibleo – Campi Gas Argo e Cassiopea” del dicembre 2016”*.

**VALUTATO** che, relativamente alla **Componente Economia**, possano ritenersi confermate le valutazioni espresse nell'ambito della procedura di VIA e della successiva procedura di verifica di assoggettabilità alla VIA della variante progettuale presentata.

**CONSIDERATO** che il proponente ha altresì trasmesso il quadro aggiornato dello stato di avanzamento *“Stato di avanzamento delle attività prescritte dal Decreto VIA/AIA n.149 del 27.05.2014 e dal provvedimento n.55 del 07.02.2018 prima dell'inizio dei lavori”*.

**CONSIDERATO** che:

- La prescrizione A18) del Decreto VIA VIA/AIA n.149 del 27.05.2014 recita che *“In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto”*.
- Relativamente alla suddetta prescrizione, nell'Allegato 6 *“Stato Avanzamento Attività”* alla documentazione presentata, il proponente riporta: *“Delineato progetto di dismissione e ripristino”*

dell'ambiente nella configurazione marina ante-operam. In preparazione il deposito per la verifica di ottemperanza".

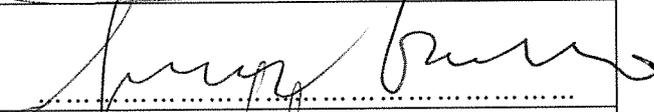
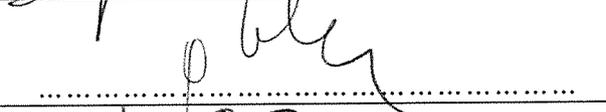
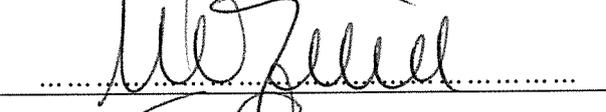
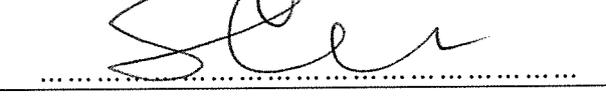
VALUTATO che dall'analisi dello stato di avanzamento delle prescrizioni non emergono elementi in contrasto con le valutazioni alla base del Decreto VIA VIA/AIA n.149 del 27.05.2014 e dal provvedimento n.55 del 07.02.2018 prima dell'inizio dei lavori, confermando pertanto la validità dei contenuti delle prescrizioni medesime.

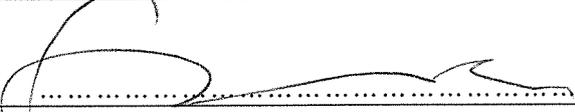
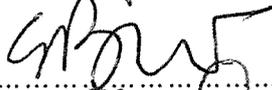
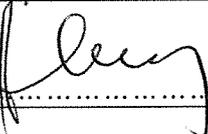
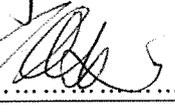
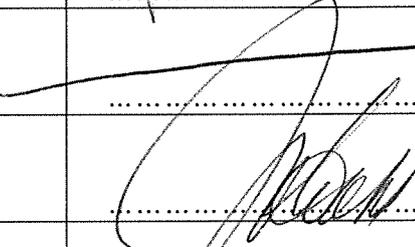
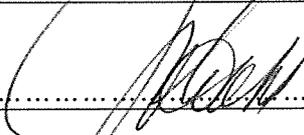
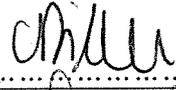
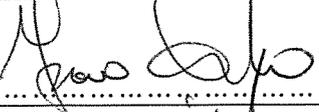
VALUTATO che alla luce degli aggiornamenti forniti dalla Società ENI S.p.A. sullo stato dei luoghi, si possano ritenere confermate, con riferimento esclusivo alla parte concernente la VIA, le valutazioni già effettuate in merito al progetto di cui trattasi e che vi siano le condizioni per prorogare il provvedimento di VIA in questione;

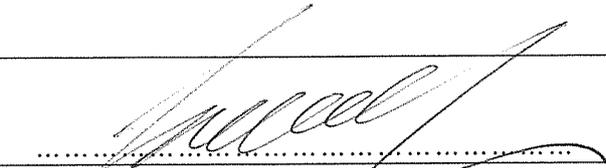
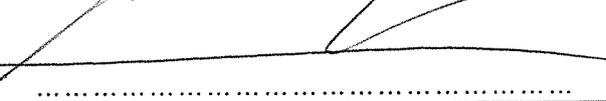
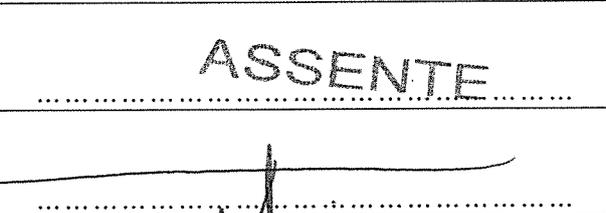
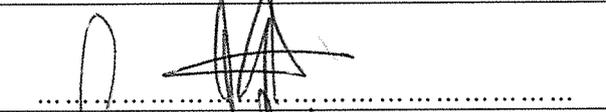
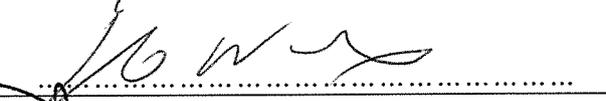
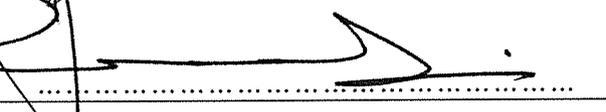
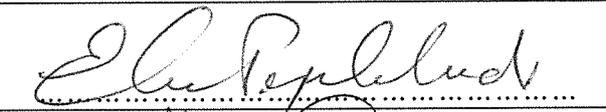
**Tutto ciò VISTO, CONSIDERATO E VALUTATO  
la Commissione Tecnica per la Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS**

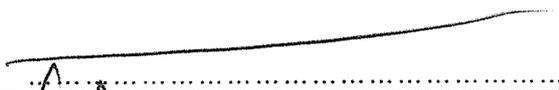
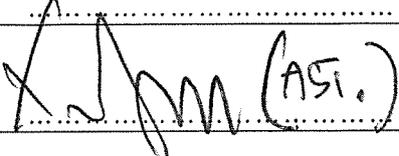
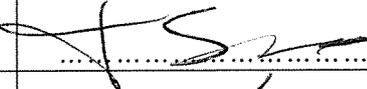
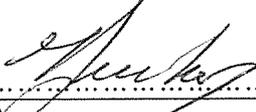
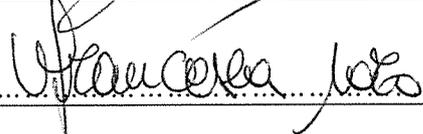
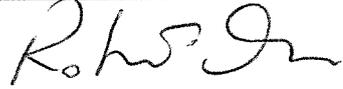
**ESPRIME**

Parere positivo in merito alla proroga dei termini di validità del Decreto di compatibilità ambientale D.M. n.149/2014 relativo al progetto "Offshore Ibleo Campi Gas Argo e Cassiopea, Pozzi esplorativi Centauro 1 e Gemini 1", e per la sola parte concernente la VIA, per un periodo pari a quattro anni dall'attuale data di scadenza, subordinatamente all'ottemperanza a tutte le prescrizioni impartite dal D.M. n.149/2014 e dal successivo provvedimento favorevole all'esclusione n. 55 del 07/02/2018, ivi compresa la prescrizione A18) del Decreto VIA/AIA che prevede che "In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto".

Ing. Guido Monteforte Specchi (Presidente)	
Cons. Giuseppe Caruso (Coordinatore Sottocommissione VAS)	
Dott. Gaetano Bordone (Coordinatore Sottocommissione VIA)	
Arch. Maria Fernanda Stagno d'Alcontres (Coordinatore Sottocommissione VIA Speciale)	
Avv. Sandro Campilongo (Segretario)	
Prof. Saverio Altieri	
Prof. Vittorio Amadio	

Dott. Renzo Baldoni	ASSENTE
Avv. Filippo Bernocchi	ASSENTE
Ing. Stefano Bonino	
Dott. Andrea Borgia	Borgia (Contario)
Ing. Silvio Bosetti	
Ing. Stefano Calzolari	
Ing. Antonio Castelgrande	
Arch. Giuseppe Chiriatti	
Arch. Laura Cobello	Cobello (Contario)
Prof. Carlo Collivignarelli	
Dott. Siro Corezzi	
Dott. Federico Crescenzi	ASSENTE
Prof.ssa Barbara Santa De Donno	ASSENTE
Cons. Marco De Giorgi	ASSENTE
Ing. Chiara Di Mambro	
Ing. Francesco Di Mino	
Avv. Luca Di Raimondo	

Ing. Graziano Falappa	
Arch. Antonio Gatto	
Avv. Filippo Gargallo di Castel Lentini	ASSENTE
Prof. Antonio Grimaldi	
Ing. Despoina Karniadaki	
Dott. Andrea Lazzari	
Arch. Sergio Lembo	
Arch. Salvatore Lo Nardo	
Arch. Bortolo Mainardi	
Avv. Michele Mauceri	
Ing. Arturo Luca Montanelli	ASSENTE
Ing. Francesco Montemagno	ASSENTE
Ing. Santi Muscarà	ASSENTE
Arch. Eleni Papaleludi Melis	
Ing. Mauro Patti	
Cons. Roberto Proietti	
Dott. Vincenzo Ruggiero	ASSENTE

Dott. Vincenzo Sacco	
Avv. Xavier Santiapichi	
Dott. Paolo Saraceno	
Dott. Franco Secchieri	
Arch. Francesca Soro	
Dott. Francesco Carmelo Vazzana	
Ing. Roberto Viviani	
Arch. Giovanni Piero Di Magro (Rappresentante Regione Siciliana)	<b>ASSENTE</b>



Ministero

per i beni e le attività culturali

DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO  
SERVIZIO V - TUTELA DEL PAESAGGIO

Ministro – SEDE  
gabinetto@beniculturali.it

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela  
del Territorio e del Mare  
Direzione Generale per le Valutazioni  
e Autorizzazioni Ambientali  
DGSalvaguardia.ambientale@pec.minambiente.it

e p.c.

Alla Presidenza della Regione Siciliana  
segreteria@gabinetto@regione.sicilia.it

Al Dipartimento dei beni culturali e  
dell'identità siciliana  
dipartimento.beni.culturali@certmail.regione.sicilia.it

Alla Soprintendenza BB.CC.AA. di Caltanissetta  
sopriocl@certmail.regione.sicilia.it

Alla Soprintendenza del Mare  
dipartimento.beni.culturali@certmail.regione.sicilia.it  
sopmare@regione.sicilia.it

Alla Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A.  
enimed@pec.eni.com

**OGGETTO:** [ID\_VIP: 4540] Progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo" - Campi Argo e Cassiopea. Istanza di proroga della parte VIA del decreto VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014. Proponente: società EniMed S.p.A.

**Parere tecnico-istruttorio**

**VISTO** il Decreto legislativo 20 ottobre 1998, n. 368, recante "Istituzione del Ministero per i Beni e le Attività Culturali a norma dell'articolo 11 della legge 15 marzo 1997, n. 59", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 250 del 26 ottobre 1998;

**VISTA** la Legge 24 giugno 2013, n. 71, art. 1, commi 2 e 3, recante, tra l'altro, il trasferimento di funzioni in materia di turismo al Ministero per i beni e le attività culturali, il quale di conseguenza ha assunto la denominazione di "Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo";

**VISTO** il Decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'art. 10 della legge 6 luglio 2002, n.137", pubblicato nel S.O. n. 28 alla Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2004;

**VISTO** il DPCM n. 171 del 29 agosto 2014 recante "Regolamento di organizzazione del Ministero dei beni e le attività culturali e del turismo";

**VISTO** il decreto legge 12 luglio 2018, n. 86, recante *Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri dei beni e delle attività culturali e del turismo, delle politiche agricole alimentari e forestali e dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché in materia di famiglia e disabilità* (pubblicato in G.U.R.I.- Serie Generale n.160 del 12-07-2018), con il quale tra

10.09.2019

*af*





## *Ministero per i beni e le attività culturali*

DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO  
SERVIZIO V - TUTELA DEL PAESAGGIO

l'altro l'ex *Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo* ha assunto la nuova denominazione di "Ministero per i beni e le attività culturali";

**VISTO** il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 19 giugno 2019, n. 76 " Regolamento di organizzazione del Ministero per i beni e le attività culturali, degli uffici di diretta collaborazione del Ministro e dell'Organismo indipendente di valutazione della performance" (pubblicato in G.U. Serie Generale n.184 del 07-08-2019);

**VISTO** il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 05/08/2019, in corso di registrazione presso la Corte dei Conti, con il quale è stato conferito all'arch. Federica Galloni l'incarico di funzione dirigenziale di livello generale di Direttore generale archeologia, belle arti e paesaggio ai sensi dell'articolo 19, comma 4, del decreto legislativo, n. 165/2001 e successive modificazioni;

**VISTO** il Decreto di compatibilità ambientale 149 del 27/05/2014 relativo al progetto in oggetto, del quale costituiva parte integrante il parere favorevole con prescrizioni di questa Direzione Generale (già Direzione Generale per il Paesaggio, le Belle Arti, l'Architettura e l'Arte Contemporanea) prot. n. 21694/2013 del 19/08/2013;

**VISTO** il Decreto Direttoriale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali, n. 55 del 07/02/2018, con il quale, in merito all'istanza di verifica di assoggettabilità a VIA presentata dalla Società ENI S.p.a. con nota prot. 3205 del 22 dicembre 2016, si determinava l'esclusione dalla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale per i lavori relativi alla realizzazione degli "Interventi di ottimizzazione del progetto Offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea";

**CONSIDERATO** che con nota prot. 1058 del 12/03/2019, la società Eni S.p.A. ha presentato richiesta di proroga dei termini di validità del D.M. VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014 relativo all'opera in oggetto, per la sola parte concernente la VIA, per un periodo pari a quattro anni dall'attuale data di scadenza.;

**CONSIDERATO** che la Direzione Generale per le Valutazioni e Autorizzazioni Ambientali del MATTM ha trasmesso con nota prot. n. DVA/0007967 del 28/03/2019 richiesta di espressione del parere di competenza di questa Amministrazione in merito all'istanza di proroga in oggetto;

**CONSIDERATO** che con note prot. n. 18374 del 04/07/2019 e n. 18941 del 10/07/2019 la Direzione Generale archeologia, belle arti e paesaggio ha richiesto, nell'ottica della proficua e leale collaborazione tra Stato e Regione, alle competenti Soprintendenze e al Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana della Regione Siciliana, di esprimere le proprie valutazioni in merito all'istanza di proroga in oggetto;

**CONSIDERATO** che la Soprintendenza del Mare ha inviato a questa Direzione Generale la nota prot. n. 601 del 12/07/2019, contenente parere negativo alla proroga in oggetto, con la seguente

10.09.2019



MINISTERO  
PER I BENI E  
LE ATTIVITÀ  
CULTURALI

2 di 5



## *Ministero per i beni e le attività culturali*

DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO  
SERVIZIO V - TUTELA DEL PAESAGGIO

motivazione: *“si rappresenta che questo Ufficio, esprimendosi in regime di autotutela amministrativa ai sensi dell'art. 21-quinquies della L. 241190 e del D.Igvo 104/20 10, intende conformarsi agli altri analoghi pareri negativi emessi in merito a precedenti istanze tendenti ad ottenere autorizzazioni di ricerche di idrocarburi off-shore nel mare di Sicilia da parte di altre società del settore di ricerche petrolifere allineando, il presente provvedimento, alle posizioni assunte dalla Giunta Regionale siciliana con le delibere n. 263 e n. 325 del 2010 e n. 24 del 2011, ribadite con nota del D.G. del Dipartimento BB CC e IS n.209/D del 16 settembre 2010 intese come “atti d'indirizzo politico-amministrativo a cui tutte le strutture intermedie (le Soprintendenze) sono tenute ad attenersi” ed in riferimento al sopracitato principio di uniformità all'indirizzo amministrativo. Pertanto per quanto sopra espresso si esprime parere contrario alla istanza di proroga dei termini della procedura di VIA in oggetto.”*

**CONSIDERATO** che la Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali di Caltanissetta si è espressa, con nota prot. 4136 del 18/07/2019, così come di seguito riportato:

*“VISTO il D.A. n. 1858 del 02.07.2015 di Approvazione del Piano Paesaggistico degli Ambiti 6, 7, 10, 11, 12 e 15 ricadenti nella Provincia di Caltanissetta, pubblicato sul supplemento ordinario alla G.U.R.S. n. 31 del 31/07/2015; VISTI gli atti presenti nella Sezione in intestazione relativi al progetto degli "Interventi di ottimizzazione del progetto offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea", ed in particolare:*

- la nota n. 819 del 01/02/2017 con la quale si esprimeva parere favorevole all'esecuzione dei lavori;*
- la nota n. 948 del 16/02/2018 con la quale si autorizzava ai sensi dell'art. 146 del D. lgs. 421/2004, il progetto di variante;*

*VISTE le Norme di Attuazione del piano paesaggistico ed in particolare l'art 20, che sulla base degli scenari strategici definisce sia le aree in cui le opere e gli interventi di trasformazione del territorio sono consentite, sulla base della verifica del rispetto delle prescrizioni, delle misure e dei criteri di gestione stabiliti dallo stesso Piano Paesaggistico, sia le aree in cui il Piano Paesaggistico definisce anche specifiche previsioni vincolanti, in quanto beni paesaggistici di cui all'art.134 del Codice, con particolare riguardo alle aree interessate da processi di trasformazione intensi e disordinati, assoggettate dal PTP alla disciplina del recupero paesaggistico-ambientale;*

*CONSIDERATO che il progetto è stato sottoposto a modifiche concepite nell'ottica di una maggiore sostenibilità ambientale delle attività prevedendo, tra l'altro, la non realizzazione della piattaforma "Prezioso K" e il ponte di collegamento tra la piattaforma "Prezioso K" e l'esistente piattaforma "Prezioso" e la realizzazione a terra (onshore) di impianti per la compressione e la successiva commercializzazione del gas metano estratto a mare dai pozzi già autorizzata: tutto ciò premesso questa Soprintendenza esprime parere favorevole alla richiesta di proroga della validità del decreto VIA/AIA n. 149 del 27.05.2014 di cui all'oggetto. Tuttavia ritiene opportuno evidenziare che nelle aree "onshore", laddove tali interventi ricadono nell'area di recupero come individuata dallo stesso Piano Paesaggistico, dovranno essere attivati interventi volti a promuovere adeguate misure di mitigazione mediante l'uso di appropriate schermature costituite da essenze arboree e/o arbustive dei climax locali.”*

10.09.2019

*g*



MINISTERO  
PER I BENI E  
LE ATTIVITÀ  
CULTURALI

3 di 5



## *Ministero per i beni e le attività culturali*

DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO  
SERVIZIO V - TUTELA DEL PAESAGGIO

**CONSIDERATO** che questa Direzione Generale ha chiesto con nota prot. 20197 del 22/07/2019 al Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana della Regione Siciliana di volere fare conoscere il proprio orientamento in merito a quale dei profili di competenza delle due Soprintendenze competenti fosse da ritenere prevalente;

**CONSIDERATO** che, a seguito di interlocuzioni tra il Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana della Regione Siciliana e la Soprintendenza del Mare, questa ultima ha espresso un nuovo parere, trasmesso a questa Direzione Generale con nota prot. n. 42406 del 05/09/2019 del Dipartimento, che riporta:

*“Pur in presenza delle delibere della Giunta di Governo della Regione Siciliana n. 263 e n. 325 del 2010 e n. 24 del 2011 che esprimono una generale contrarietà al rilascio di permessi di ricerca di idrocarburi su piattaforme off-shore, questa Soprintendenza, nell'ottica degli accordi di collaborazione istituzionale di cui alla delibera della Giunta di Governo della Regione Siciliana n. 84 del 12 marzo 2012 e tenuto conto delle modifiche progettuali introdotte nel tempo e concepite nell'ottica di una maggiore sostenibilità ambientale delle attività da porsi in essere che prevedono, tra l'altro, l'eliminazione dal progetto della piattaforma 'Prezioso K", comprensiva del ponte di collegamento alla piattaforma esistente "Prezioso" e l'ottimizzazione dell'architettura sottomarina tesa a diminuire il numero di strutture da installare sul fondo del mare in termini di quantità, dimensioni e area marina complessivamente occupata, si esprime comunque un parere favorevole alla proroga dei termini di validità del sopracitato Decreto Ministeriale ribadendo quanto a suo tempo prescritto da questa Soprintendenza ai fini della tutela di eventuali beni di natura storico - archeologica giacenti sul fondale marino e del paesaggio marino stesso. (...)”*

**CONSIDERATO** il parere (n. 3047 dell'21/06/2019) con cui la CTVA del Ministero dell'ambiente e della tutela del Territorio e del Mare si è espressa favorevolmente alla proroga «subordinatamente all'ottemperanza a tutte le prescrizioni impartite dal D.M. 149/2014 e dal successivo provvedimento favorevole all'esclusione n. 55 del 07/02/2018, ivi compresa la prescrizione A18 del Decreto VIA/AIA che prevede che “In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori dovrà essere presentato un progetto di dismissione e di ripristino dell'ambiente nella configurazione marina ante operam con la stima dei costi. Il ripristino dovrà essere attuato ad esaurimento del giacimento come quantificato dalla producibilità di progetto”»;

**VISTA** la “Relazione sulla non sostanziale variazione delle condizioni ambientali” allegata dalla Società proponente all'istanza di proroga, nella quale è illustrato l'intervento, come modificato dagli “Interventi di ottimizzazione del progetto Offshore Ibleo - Campi gas Argo e Cassiopea” sopra citati;

**CONSIDERATO** che le opere previste, come modificate rispetto al progetto approvato con Decreto 149 del 27/05/2014 a seguito della citata verifica di assoggettabilità, consistono principalmente in: realizzazione di quattro pozzi sottomarini produttori; perforazione di due pozzi esplorativi; posa di una nuova condotta sottomarina; posa in opera di un impianto di trattamento e compressione del gas a terra

10.09.2019

*Handwritten signature*



MINISTERO  
PER I BENI E  
LE ATTIVITÀ  
CULTURALI

4 di 5



*Ministero per i beni e le attività culturali*

DIREZIONE GENERALE ARCHEOLOGIA BELLE ARTI E PAESAGGIO  
SERVIZIO V - TUTELA DEL PAESAGGIO

ubicato all'interno della Raffineria di Gela, rimozione della condotta esistente in cemento armato lato pontile della Raffineria; manutenzione dei pilastri di sostegno ed installazione sugli stessi della nuova condotta nel suo tratto terminale fino a terra;

**RITENUTO** che le variazioni apportate al progetto oggetto del Decreto n. 149 del 27.05.2014 con gli "interventi di ottimizzazione" non produrranno complessivamente un maggiore impatto paesaggistico, in particolare vista l'eliminazione della piattaforma *offshore* Prezioso K, e che non sono intervenuti mutamenti del quadro normativo o dello stato dei luoghi al contorno;

**QUESTA DIREZIONE GENERALE esprime  
PARERE FAVOREVOLE**

alla proroga per un periodo pari a quattro anni della parte VIA del decreto VIA/AIA n. 149 del 27/05/2014 per il Progetto di coltivazione di gas metano "Offshore Ibleo" - Campi Argo e Cassiopea, subordinato al rispetto di tutte le prescrizioni già contenute nel Decreto suddetto.

Resta inteso che, con riguardo alle opere non incluse nel decreto suddetto, ma inserite tra gli "Interventi di ottimizzazione" oggetto della verifica di assoggettabilità presentata dalla Società ENI S.p.a. con nota prot. 3205 del 22 dicembre 2016, la Società dovrà provvedere a concordare preventivamente con la Soprintendenza di Caltanissetta adeguate opere di compensazione e mitigazione, così come rispettivamente proposte dalla Società proponente nella Relazione Paesaggistica allegata all'istanza di verifica di assoggettabilità e richieste dalla Soprintendenza nella citata nota prot. 4136 del 18/07/2019.

IL RESPONSABILE DEL PROCEDIMENTO

Arch. Isabella Fera

IL DIRETTORE DEL SERVIZIO

Arch. Roberto Banchini

IL DIRETTORE GENERALE  
Arch. Federica Galloni

10.09.2019



MINISTERO  
PER I BENI E  
LE ATTIVITÀ  
CULTURALI

5 di 5