



Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare

(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)

Al Presidente

Relazione al Parlamento sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi

a norma

dell'art. 8 (comma 10)

del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145

Anno 2018

Roma, ottobre 2019

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Tel: (+39) 06 4705 3794 – email: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it – Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



Componenti del Comitato

Ezio Mesini (Presidente)

Maria Carmela Giarratano

Tolomeo Litterio (*fino al 31 ottobre 2018*) - Marco Cavriani (*dal 1° dicembre 2018*)

Vincenzo Melone (*fino al 09 febbraio 2018*) - Giovanni Pettorino (*dal 10 febbraio 2018*)

Franco Terlizzese

Paolo Treu

Sito web del Comitato:

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>



OGGETTO DELLA RELAZIONE

La presente Relazione, redatta ai sensi dell'art. 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, illustra l'attività svolta dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* nell'anno **2018**. Con il predetto decreto legislativo è stata recepita la direttiva 2013/30/UE, relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con la quale la Commissione europea ha fissato gli standard minimi di sicurezza per la prospezione, la ricerca e la produzione di idrocarburi in mare.

Dopo avere descritto il quadro generale entro cui opera il Comitato, la Relazione riporta l'attività svolta descrivendo: (i) gli impianti esistenti, (ii) le ispezioni effettuate anche congiuntamente dalle amministrazioni componenti il Comitato; (iii) i dati relativi agli incidenti occorsi; (iiii) l'attività in collaborazione con la Commissione europea.

Inoltre, la Relazione riporta i vari documenti prodotti dal Comitato in riferimento: (1) alle proprie priorità di azione; (2) alle linee guida per la redazione della relazione sui grandi rischi; (3) alle comunicazioni alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi, (4) ai documenti di consultazione tripartita tra gli operatori, le rappresentanze sindacali e l'autorità competente.

Infine, si evidenziano problemi che risultano aperti in seno al Comitato e alcune ipotesi di sviluppo in termini di prospettive d'attività future.

Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare
(ex art. 8 decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145)





Sommario

PARTE I QUADRO GENERALE

| | | |
|-----|---|----|
| 1.1 | Premessa | 6 |
| 1.2 | Il Comitato: funzioni e struttura | 12 |
| 1.3 | Profili di organizzazione e di gestione | 17 |

PARTE II ATTIVITA'

| | | |
|-------|---|----|
| 2.1 | Lo stato e la sicurezza delle attività <i>upstream</i> - anno 2018 | 19 |
| 2.1.1 | Impianti | 19 |
| 2.1.2 | Ispezioni | 34 |
| 2.1.3 | Dati relativi agli incidenti inerenti le operazioni in mare | 35 |
| 2.1.4 | Innovazioni normative | 39 |
| 2.2 | Attività del Comitato | 47 |
| 2.3 | Attività dei Comitati periferici | 51 |
| 2.4 | Attività in collaborazione con la Commissione europea e con JRC-EUOAG | 52 |
| 2.4.1 | Revisione della direttiva 2013/30/UE | 52 |
| 2.4.2 | Osservazioni del Comitato al Meeting della | |



| | | |
|------------------|--|----|
| | Commissione europea e JRC del 19 settembre 2018. | 53 |
| 2.4.3 | Ulteriori attività | 60 |
| 2.5 | Prospettive future | 62 |
| PARTE III | DOCUMENTI | |
| 3.1 | Documenti originati dal Comitato | 64 |
| 3.1.1 | La strategia di azione e le priorità programmatiche annuali | 64 |
| 3.1.2 | La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs. 145/2015 | 67 |
| 3.1.3 | Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui Grandi Rischi | 68 |
| 3.1.4 | Relazione alla Commissione europea sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi | 68 |
| 3.1.5 | Documenti di consultazione TRIPARTITA | 69 |
| ❖ | CARTE TITOLI VIGENTI E RELATIVI IMPIANTI | 74 |
| ❖ | ELENCO DEGLI ALLEGATI | 76 |
| ❖ | ELENCO ACRONIMI | 77 |
| ❖ | ELENCO DELLE NORME MENZIONATE | 79 |



PARTE I QUADRO GENERALE

1.1 Premessa

La presente Relazione, redatta ai sensi dell'art. 8, comma 10, del decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, illustra l'attività svolta dal *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare*, di seguito "Comitato". Con il predetto decreto legislativo è stata recepita la Direttiva 2013/30/UE, di seguito "Direttiva", relativa alla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, con l'obiettivo di ridurre per quanto possibile il verificarsi di incidenti gravi legati alle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, fissando nel contempo le condizioni minime di sicurezza per la ricerca e lo sfruttamento in mare nel settore degli idrocarburi, limitando possibili interruzioni della produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente.

La Direttiva - entrata in vigore il 18 luglio 2013 - ha comportato l'obbligo per gli Stati membri di adottare le disposizioni legislative,



regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi ad essa entro il 19 luglio 2015.

Dopo aver fornito la definizione di incidente grave, la Direttiva interviene sulla responsabilità del licenziatario (figura coincidente nell'ordinamento italiano con l'operatore) in ordine sia alla sua individuazione che alle capacità tecniche ed economiche, comprese le garanzie finanziarie, che esso deve fornire per lo svolgimento delle operazioni in mare.

Si richiede, pertanto, che in sede di rilascio dell'autorizzazione alle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (ai sensi della direttiva 94/22/UEE), lo Stato membro accerti che il richiedente sia in possesso della capacità tecnica e finanziaria necessaria a garantire in maniera costante operazioni sicure ed efficaci in tutte le condizioni prevedibili, fornendo a tal fine prove di misure adeguate da adottare a copertura delle responsabilità potenziali derivanti da incidenti gravi. Nell'effettuare tale valutazione, lo Stato membro dovrà tenere in particolare considerazione i possibili effetti di un incidente grave su tutti gli ambienti marini e costieri sensibili sotto il profilo ambientale.

Il limite della responsabilità del licenziatario/operatore è dato dal rischio accettabile nell'accezione data dalla stessa Direttiva, ossia da un



livello di rischio la cui ulteriore riduzione richiederebbe tempi, costi o sforzi assolutamente sproporzionati (secondo le migliori pratiche compatibili con la conduzione delle attività) rispetto ai vantaggi di tale riduzione; l'attuabilità ragionevole delle misure di riduzione del rischio dovrebbe essere riesaminata periodicamente sulla scorta delle nuove conoscenze e degli sviluppi tecnologici.

La responsabilità dell'operatore si estende anche alle piattaforme mobili di perforazione quando stazionino in mare per attività comunque connesse alle operazioni e come tali riconducibili agli impianti; qualora dette unità mobili siano in transito, sono considerati navi e, come tali, soggette alle convenzioni marittime internazionali (SOLAS, MARPOL, codice MODU) e al diritto dell'Unione in materia di controllo dello Stato di approdo e rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera.

Ulteriori innovazioni riguardano la preparazione ed effettuazione delle operazioni in mare, riguardo alle quali la direttiva introduce particolari cautele che assicurino una pianificazione dettagliata dei rischi e delle misure di intervento da adottare in caso di incidente, consentendo una più accurata vigilanza da parte dell'autorità competente dello Stato membro.

Nel caso in cui si verifichi o possa essere imminente un incidente grave, l'operatore deve darne immediata comunicazione allo Stato



membro, fornendo informazioni dettagliate riguardo al luogo, all'intensità e alla natura dell'evento, alle misure di contenimento adottate e all'ipotesi peggiore di aggravamento ipotizzabile, compreso il potenziale coinvolgimento transfrontaliero.

In caso di incidente grave, gli Stati membri provvedono affinché l'operatore adotti tutte le misure adeguate per evitarne l'aggravarsi e limitarne le conseguenze per la salute umana e l'ambiente.

La Direttiva garantisce, secondo una politica in linea con gli impegni internazionali dell'Unione, l'effettiva e tempestiva partecipazione del pubblico – portatore di un interesse, comprese le associazioni di tutela dell'ambiente - al processo decisionale afferente le operazioni programmate di esplorazione in mare nel settore degli idrocarburi, dandone notizia attraverso pubblici avvisi o altri strumenti adeguati come mezzi di comunicazione elettronica e consentendo la presentazione di osservazioni e pareri, con successiva comunicazione delle decisioni adottate.

Gli Stati membri sono tenuti a designare un'Autorità competente responsabile per le funzioni di regolamentazione, provvedendo affinché agisca indipendentemente da politiche, decisioni di natura regolatoria o altre ragioni non correlate ai compiti assegnati, proceda allo scambio



periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con altre Autorità competenti, tra l'altro attraverso il gruppo di Autorità dell'Unione europea per le attività in mare nel settore degli idrocarburi (EUOAG), e svolga consultazioni sull'applicazione del pertinente diritto nazionale e dell'Unione con operatori del settore, altre parti interessate e la Commissione.

L'Agenzia Europea per la Sicurezza Marittima (EMSA) fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002, in particolare nel rilevare e monitorare l'entità di una fuoriuscita di idrocarburi e nella preparazione ed esecuzione dei piani esterni di risposta alle emergenze.

Gli Stati membri stabiliscono le norme relative alle sanzioni applicabili in caso di violazione delle disposizioni nazionali adottate conformemente alla direttiva e adottano tutti le misure necessarie per garantirne l'attuazione. Le sanzioni previste devono essere efficaci, proporzionate e dissuasive.

Rimane inalterata la vigente legislazione italiana applicabile in materia, in particolare: il decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 "*Norme di polizia delle miniere e delle cave*" con le relative norme di integrazione ed adeguamento di cui al decreto del Presidente



della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 *“Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel DPR 9 aprile 10958 n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli Idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”*; il decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 *“Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”*; il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624 *“Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”*; il decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81 *“Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”*. Inoltre, in virtù e per effetto dell'art. 1, comma 3, della Direttiva, rimangono ferme le seguenti disposizioni: il decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625 *“Attuazione della direttiva 94/22/UEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”*; decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 *“Norme in materia ambientale”* (Codice dell'Ambiente); il decreto legislativo 19 agosto 2005, n.



195 “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale”.

1.2 Il Comitato: funzioni e struttura

Tra le principali innovazioni introdotte dalla Direttiva vi è la designazione di un Autorità Competente che nel relativo decreto di recepimento ha portato all'istituzione del *Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare* (d'ora innanzi Comitato). Il Comitato svolge funzioni di “Autorità Competente” responsabile con poteri di regolamentazione, vigilanza e controllo al fine di prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitarne le conseguenze. Provvede, altresì, allo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze con le altre Autorità competenti degli Stati membri, tra l'altro attraverso l'apposito gruppo di lavoro *European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group* (EUOAG).

In particolare, al Comitato sono attribuite funzioni di regolamentazione per come esplicitate dall'art. 8, comma 3, del D.Lgs. 145/2015, ed esattamente:

- a. valutare e accettare le relazioni sui grandi rischi, valutare le comunicazioni di nuovo progetto e le operazioni di pozzo o



combinare e altri documenti di questo tipo ad esso sottoposti, attraverso la verifica dell'attività svolta dalla DGS-UNMIG;

- b. vigilare sul rispetto da parte degli operatori dei dettami del D.Lgs. 145/2015, anche mediante ispezioni, indagini e misure di prevenzione;
- c. fornire consulenza ad altre Autorità o Organismi, compresa l'Autorità preposta al rilascio delle licenze (oggi la DGSAIE – Direzione Generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e per le infrastrutture energetiche del Ministero dello sviluppo economico);
- d. elaborare piani annuali;
- e. assicurare la trasparenza e la condivisione delle informazioni verso la Commissione europea, presentando ex art. 25, comma 1, una relazione annuale contenente le informazioni di cui all'allegato IX, punto 3, della Direttiva, e verso il pubblico, mettendo a disposizione ex art. 24, comma 1, le informazioni di cui al predetto allegato IX con l'ausilio del formato comune stabilito dalla Commissione europea di cui al Regolamento di esecuzione n.1112/2014;



- f. cooperare con le Autorità competenti o con i punti di contatto degli Stati membri attraverso lo scambio periodico di conoscenze, informazioni ed esperienze interessanti, in particolare, il funzionamento delle misure per la gestione del rischio, la prevenzione degli incidenti gravi, la verifica di conformità e la risposta alle emergenze. Il Comitato può avvalersi della collaborazione dell'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) la quale fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002.

Il Comitato opera nello svolgimento delle sue funzioni di regolamentazione con obiettività ed indipendenza dalle funzioni di regolamentazione in materia di sviluppo economico delle risorse naturali in mare, di rilascio di licenze per le operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e di riscossione e gestione degli introiti derivanti da tali operazioni.

Il Comitato si avvale delle strutture e delle risorse umane delle Amministrazioni componenti già previste a legislazione vigente, con esclusione in favore dei suoi membri di alcun tipo di compenso, gettone di



presenza o rimborso spese per lo svolgimento delle funzioni ad essi attribuite. Gli oneri connessi all'espletamento dei propri compiti sono posti a carico degli operatori con versamento all'entrata del bilancio dello Stato di un contributo pari all'1 per mille del valore delle opere da realizzare, da riassegnarsi su apposito capitolo istituito nello stato di previsione del Ministero dello sviluppo economico.

Il Comitato ha sede presso il Ministero dello sviluppo economico e consta anche di articolazioni sul territorio allocate presso le sezioni UNMIG di Bologna, Roma e Napoli che forniscono il necessario supporto logistico e amministrativo.

Ai sensi dell'articolo 8, comma 1, del D.Lgs. 145/2015 il Comitato è composto da:

- Presidente, nominato dal Presidente del Consiglio dei Ministri, sentito il parere delle Commissioni parlamentari competenti, quale esperto scelto nell'ambito di professionalità provenienti dal settore privato o pubblico, compresi università, istituti scientifici e di ricerca, con comprovata esperienza in materia di sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, attestata in base a specifici titoli ed esperienze professionali, e in posizione di



indipendenza dalle funzioni relative allo sviluppo economico delle risorse naturali in mare;

- Direttore della Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche – UNMIG del Ministero dello sviluppo economico che, in caso di assenza o impedimento del Presidente ne assume le relative funzioni (DPCM 27 settembre 2016);
- Direttore della Direzione generale Protezione natura e mare del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare;
- Direttore centrale per la Prevenzione e la Sicurezza Tecnica del Corpo Nazionale dei Vigili del Fuoco;
- Comandante generale del Corpo delle Capitanerie di Porto - Guardia Costiera;
- Sottocapo di Stato Maggiore della Marina Militare.

Le articolazioni sul territorio del Comitato sono composte da:

- Direttore della Sezione UNMIG competente per territorio che assicura le funzioni di coordinamento dei lavori;
- Direttore regionale dei Vigili del Fuoco;



- Dirigente del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare che si avvale del Direttore del Servizio Emergenze Ambientali in mare (SEAM) dell'ISPRA;
- dal Comandante della Capitaneria di Porto competente per territorio, individuato in relazione all'ubicazione dell'impianto o allo spazio marittimo interessato;
- da un Ammiraglio/Ufficiale superiore dello Stato Maggiore della Marina Militare;

E' prevista, altresì, la partecipazione di un tecnico competente in materia ambientale o mineraria in rappresentanza della Regione interessata e dalla stessa designato.



1.3 Profili di organizzazione e di gestione

Le fasi successive alla pubblicazione del D.Lgs. 145/2015 hanno visto l’emanazione del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016 (Allegato 1), con il quale sono state stabilite le modalità di funzionamento del Comitato, nonché le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni e la nomina del Presidente, nella persona del Prof. Ezio Mesini, realizzata con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 20 marzo 2017 (Allegato 2).

In osservanza alla prescrizione di cui all’art. 3, comma 1, del DPCM 27 settembre 2016, è stata costituita la segreteria del Comitato con sede presso il Ministero dello Sviluppo Economico e con avalimento di risorse della DGS-UNMIG e del Corpo delle Capitanerie di Porto – Guardia Costiera.

A seguito dell’istituzione di apposito Capitolo per il versamento ad onere degli operatori del contributo dell’1 per mille ed in esito al ricevimento delle prime quietanze di pagamento, si è provveduto a richiedere al Ministero dell’economia e delle finanze la riassegnazione di tali fondi, in termini di competenza e cassa, su un nuovo capitolo “spese sostenute dal Comitato per la sicurezza offshore per lo svolgimento dei propri compiti”, da destinare, appunto, alla copertura degli oneri finanziari



connessi allo svolgimento delle ispezioni agli impianti e all'acquisto e manutenzione di beni strumentali di supporto.

Al fine, poi, di soddisfare l'esigenza di trasparenza e condivisione delle informazioni, così da monitorare l'efficacia delle misure messe in atto e di incrementare la fiducia del pubblico nell'Autorità preposta e nella sicurezza delle attività *upstream*, il Comitato ha creato nell'ambito del sito istituzionale MISE una sezione dedicata e liberamente consultabile <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>.

PARTE II ATTIVITA'

2.1 Lo stato e la sicurezza delle attività *upstream* - anno 2018

2.1.1 - Impianti

Nel seguito si riporta l'elenco dettagliato degli impianti impiegati nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi, presenti nelle acque di giurisdizione dell'Italia (al 1° gennaio dell'anno 2018), con specifica del tipo (ossia fisso con personale, fisso di norma senza personale, galleggiante



destinato alla produzione, fisso non destinato alla produzione), dell'anno di installazione e dell'ubicazione.

Impianti all'interno delle acque di giurisdizione dell'Italia al 1° gennaio dell'anno 2018

Tipo d'impianto: FMI [impianto fisso con personale]; NUI [impianto (fisso) di norma senza personale]; FPI [impianto galleggiante destinato alla produzione]; FNP [impianto fisso non destinato alla produzione];

Note su tipo d'impianto, indicazioni supplementari rispetto a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014: SPS [Subsea Production System, teste pozzo sottomarine], FSO [Floating Storage and Offloading Unit], FPSO [Floating Production Storage and Offloading Unit], STCR [piattaforme di supporto alla produzione (trattamento/compressione/raccordo)];

Tipo di fluido: petrolio; gas; condensato; petrolio/gas; petrolio/condensato.

| N. | Nome o ID <input checked="" type="checkbox"/> | Tipo di impianto | Note tipo impianto <input checked="" type="checkbox"/> | Anno di installazione <input checked="" type="checkbox"/> | Tipo di fluido | Numero di letti <input checked="" type="checkbox"/> | Coordinate <input checked="" type="checkbox"/> | |
|----|--|------------------|---|--|----------------|--|--|--------------|
| | | | | | | | (longitudine) | (latitudine) |
| 1 | Ada 2 | NUI | - | 1982 | gas | 0 | 12,591285 | 45,183634 |
| 2 | Ada 3 | NUI | - | 1982 | gas | 0 | 12,591176 | 45,183361 |
| 3 | Ada 4 | NUI | - | 1982 | gas | 0 | 12,590910 | 45,183561 |
| 4 | Agostino A | NUI | - | 1970 | gas | 27 | 12,495518 | 44,540180 |
| 5 | Agostino A Cluster | NUI | - | 1991 | gas | 0 | 12,496197 | 44,540685 |



| | | | | | | | | |
|----|-------------|-----|-----|------|----------|----|-----------|-----------|
| 6 | Agostino B | NUI | - | 1971 | gas | 27 | 12,471569 | 44,554372 |
| 7 | Agostino C | NUI | - | 1992 | gas | 0 | 12,494523 | 44,547174 |
| 8 | Alba Marina | FPI | FSO | 2012 | petrolio | 50 | 14,939078 | 42,201212 |
| 9 | Amelia A | NUI | - | 1971 | gas | 27 | 12,660836 | 44,405716 |
| 10 | Amelia B | NUI | - | 1991 | gas | 29 | 12,662218 | 44,407503 |
| 11 | Amelia C | NUI | - | 1991 | gas | 0 | 12,662895 | 44,406935 |
| 12 | Amelia D | NUI | - | 1992 | gas | 0 | 12,661276 | 44,407901 |

| N. | Nome o ID | Tipo di impianto | Note su tipo di impianto | Anno di installazione | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate | |
|----|-----------------|------------------|--------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|---------------|--------------|
| | | | | | | | (longitudine) | (latitudine) |
| 13 | Anemone B | NUI | - | 1999 | gas | 0 | 12,704814 | 44,229289 |
| 14 | Anemone Cluster | NUI | - | 1979 | gas | 0 | 12,705310 | 44,212786 |
| 15 | Angela Angelina | FMI | - | 1997 | gas | 24 | 12,343127 | 44,391172 |
| 16 | Angela Cluster | NUI | - | 1975 | gas | 0 | 12,344848 | 44,392973 |
| 17 | Annabella | NUI | - | 1991 | gas | 24 | 13,078865 | 44,228781 |
| 18 | Annalisa | NUI | - | 1999 | gas | 0 | 13,113554 | 44,171042 |
| 19 | Annamaria B | FMI | - | 2009 | gas | 19 | 13,407327 | 44,322576 |
| 20 | Antares 1 | NUI | - | 1982 | gas | 0 | 12,444429 | 44,393988 |



| | | | | | | | | |
|----|-----------------|-----|-----|------|----------|----|-----------|-----------|
| 21 | Antares A | NUI | - | 1985 | gas | 0 | 12,453493 | 44,390057 |
| 22 | Antonella | NUI | - | 1976 | gas | 19 | 12,776663 | 44,214442 |
| 23 | Aquila 2 | NUI | SPS | 1993 | petrolio | 0 | 18,327114 | 40,930188 |
| 24 | Aquila 3 | NUI | SPS | 1995 | petrolio | 0 | 18,325320 | 40,918159 |
| 25 | Argo 1 | NUI | SPS | 2006 | gas | 0 | 13,821989 | 36,916622 |
| 26 | Argo 2 | NUI | SPS | 2008 | gas | 0 | 13,805449 | 36,926058 |
| 27 | Arianna A | FMI | - | 1984 | gas | 19 | 12,628146 | 44,306251 |
| 28 | Arianna Cluster | NUI | - | 1992 | gas | 0 | 12,627430 | 44,305788 |
| 29 | Armida 1 | NUI | - | 1973 | gas | 0 | 12,449540 | 44,475932 |
| 30 | Armida A | NUI | - | 1985 | gas | 19 | 12,453192 | 44,480303 |
| 31 | Azalea A | NUI | - | 1984 | gas | 0 | 12,714258 | 44,171769 |
| 32 | Azalea B DR | NUI | - | 1987 | gas | 0 | 12,720562 | 44,166817 |

| N. | Nome o ID | Tipo di impianto | Note su tipo di impianto | Anno di installazione | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate | |
|----|-----------|------------------|--------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|---------------|--------------|
| | | | | | | | (longitudine) | (latitudine) |

| | | | | | | | | |
|----|---------------|-----|------|------|-----|----|-----------|-----------|
| 33 | Azalea B PROD | NUI | STCR | 1987 | gas | 19 | 12,720768 | 44,166169 |
| 34 | Barbara A | NUI | - | 1978 | gas | 0 | 13,803467 | 44,047208 |
| 35 | Barbara B | NUI | - | 1983 | gas | 17 | 13,741427 | 44,091609 |



| | | | | | | | | |
|----|----------------|-----|------|------|-----|----|-----------|-----------|
| 36 | Barbara C | FMI | - | 1985 | gas | 42 | 13,781867 | 44,076859 |
| 37 | Barbara D | NUI | - | 1986 | gas | 43 | 13,809339 | 44,030369 |
| 38 | Barbara E | FMI | - | 1987 | gas | 27 | 13,757562 | 44,086474 |
| 39 | Barbara F | NUI | - | 1988 | gas | 43 | 13,817099 | 44,050183 |
| 40 | Barbara G | NUI | - | 1992 | gas | 12 | 13,791530 | 44,063905 |
| 41 | Barbara H | NUI | - | 1992 | gas | 12 | 13,762702 | 44,069387 |
| 42 | Barbara NW | NUI | - | 1999 | gas | 0 | 13,648827 | 44,108865 |
| 43 | Barbara T | NUI | STCR | 1985 | gas | 0 | 13,781345 | 44,077277 |
| 44 | Barbara T2 | NUI | STCR | 2000 | gas | 0 | 13,782030 | 44,077718 |
| 45 | Basil | NUI | - | 1983 | gas | 19 | 13,001086 | 44,131649 |
| 46 | Benedetta 1 | NUI | - | 2006 | gas | 0 | 12,581966 | 44,179400 |
| 47 | Bonaccia | NUI | - | 1999 | gas | 18 | 14,359527 | 43,592497 |
| 48 | Bonaccia Est 2 | NUI | SPS | 2010 | gas | 0 | 14,437581 | 43,578672 |
| 49 | Bonaccia Est 3 | NUI | SPS | 2010 | gas | 0 | 14,437583 | 43,578614 |
| 50 | Bonaccia NW | NUI | - | 2015 | gas | 0 | 14,335723 | 43,599803 |
| 51 | Brenda PERF | NUI | - | 1987 | gas | 0 | 13,044925 | 44,116443 |
| 52 | Brenda PROD | FMI | STCR | 1987 | gas | 19 | 13,045114 | 44,115802 |



| N. | Nome o ID | Tipo di impianto | Notesu tipo di impianto | Anno di installazione | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate | |
|----|------------------|------------------|-------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|---------------|--------------|
| | | | | | | | (longitudine) | (latitudine) |
| 53 | Calipso | NUI | - | 2002 | gas | 0 | 13,863461 | 43,827416 |
| 54 | Calpurnia | NUI | - | 2000 | gas | 16 | 14,153981 | 43,899535 |
| 55 | Camilla 2 | NUI | SPS | 2001 | gas | 0 | 14,246376 | 42,897839 |
| 56 | Cassiopea 1 | NUI | SPS | 2008 | gas | 0 | 13,732618 | 36,936642 |
| 57 | Cervia A | FMI | - | 1986 | gas | 21 | 12,639005 | 44,294608 |
| 58 | Cervia A Cluster | NUI | - | 1992 | gas | 0 | 12,639697 | 44,295105 |
| 59 | Cervia B | NUI | - | 1984 | gas | 19 | 12,645428 | 44,288823 |
| 60 | Cervia C | NUI | - | 1992 | gas | 12 | 12,640079 | 44,301650 |
| 61 | Cervia K | NUI | STCR | 2000 | gas | 0 | 12,639076 | 44,295474 |
| 62 | Clara Est | NUI | - | 2000 | gas | 0 | 14,071618 | 43,779617 |
| 63 | Clara Nord | NUI | - | 2000 | gas | 0 | 13,976674 | 43,939355 |
| 64 | Clara NW | NUI | - | 2015 | gas | 0 | 14,023295 | 43,802145 |
| 65 | Clara Ovest | NUI | - | 1987 | gas | 0 | 13,711516 | 43,828681 |
| 66 | Daria A | NUI | - | 1994 | gas | 0 | 13,249138 | 44,067586 |
| 67 | Daria B | NUI | STCR | 1995 | gas | 12 | 13,249706 | 44,066931 |
| 68 | Davide | NUI | - | 1980 | gas | 0 | 14,017133 | 43,095985 |



| | | | | | | | | |
|----|----------|-----|-----|------|-----|----|-----------|-----------|
| 69 | Davide 7 | NUI | - | 2002 | gas | 0 | 14,016886 | 43,095755 |
| 70 | Diana | NUI | - | 1971 | gas | 0 | 12,425718 | 44,441373 |
| 71 | Elena 1 | NUI | SPS | 1989 | gas | 0 | 14,210255 | 43,040689 |
| 72 | Eleonora | NUI | - | 1987 | gas | 19 | 14,155689 | 42,840158 |

| N. | Nome o ID | Tipo di impianto | Note su tipo di impianto | Anno di installazione | Tipo di fluido | Numero di letti | Coordinate | |
|----|------------------|------------------|--------------------------|-----------------------|----------------|-----------------|---------------|--------------|
| | | | | | | | (longitudine) | (latitudine) |
| 73 | Elettra | NUI | - | 2014 | gas | 0 | 14,215197 | 43,764413 |
| 74 | Emilio | NUI | - | 2001 | gas | 0 | 14,243294 | 42,934945 |
| 75 | Emilio 3 | NUI | SPS | 1980 | gas | 0 | 14,233880 | 42,938165 |
| 76 | Emma Ovest | FMI | - | 1982 | gas | 19 | 14,379206 | 42,808505 |
| 77 | Fabrizia 1 | NUI | - | 1998 | gas | 0 | 14,001140 | 43,041377 |
| 78 | Fauzia | NUI | - | 2014 | gas | 0 | 13,554058 | 44,056355 |
| 79 | Firenze FPSO | FPI | FPSO | 2011 | petrolio | 56 | 18,326208 | 40,924163 |
| 80 | Fratello Cluster | NUI | - | 1979 | gas | 0 | 14,168514 | 42,610534 |
| 81 | Fratello Est 2 | NUI | - | 1980 | gas | 0 | 14,172827 | 42,576845 |
| 82 | Fratello Nord | NUI | - | 1980 | gas | 0 | 14,170126 | 42,648861 |



| | | | | | | | | |
|----|---------------------|-----|------|------|----------|----|-----------|-----------|
| 83 | Garibaldi A | NUI | - | 1969 | gas | 27 | 12,510457 | 44,523023 |
| 84 | Garibaldi A Cluster | NUI | - | 1991 | gas | 0 | 12,512050 | 44,523727 |
| 85 | Garibaldi B | NUI | - | 1969 | gas | 27 | 12,531292 | 44,487009 |
| 86 | Garibaldi C | FMI | - | 1992 | gas | 24 | 12,515280 | 44,531601 |
| 87 | Garibaldi D | NUI | - | 1993 | gas | 16 | 12,546062 | 44,478183 |
| 88 | Garibaldi K | NUI | STCR | 1998 | gas | 0 | 12,516137 | 44,532077 |
| 89 | Garibaldi T | NUI | STCR | 1998 | gas | 0 | 12,511376 | 44,523311 |
| 90 | Gela 1 | NUI | - | 1960 | petrolio | 19 | 14,269550 | 37,032157 |
| 91 | Gela Cluster | NUI | - | 1986 | petrolio | 0 | 14,269454 | 37,032449 |
| 92 | Giovanna | NUI | - | 1992 | gas | 19 | 14,463941 | 42,768002 |
| 93 | Giulia 1 | NUI | - | 1980 | gas | 0 | 12,753326 | 44,131040 |
| 94 | Guendalina | NUI | - | 2011 | gas | 0 | 12,881491 | 44,566435 |
| 95 | Hera Lacinia 14 | NUI | - | 1992 | gas | 0 | 17,165078 | 39,058611 |
| 96 | Hera Lacinia BEAF | NUI | - | 1998 | gas | 0 | 17,172791 | 39,061388 |
| 97 | Jole 1 | NUI | - | 1999 | gas | 0 | 13,926435 | 43,040959 |
| 98 | Leonis | FPI | FSO | 2009 | petrolio | 49 | 14,637158 | 36,559805 |
| 99 | Luna 27 | NUI | SPS | 1987 | gas | 0 | 17,214444 | 39,088056 |



| | | | | | | | | |
|-----|-------------------------|-----|-----|------|----------|----|-----------|-----------|
| 100 | Luna 40 SAF | NUI | SPS | 1995 | gas | 0 | 17,204166 | 39,091944 |
| 101 | Luna A | FMI | - | 1976 | gas | 18 | 17,181692 | 39,114236 |
| 102 | Luna B | FMI | - | 1992 | gas | 14 | 17,200158 | 39,084925 |
| 103 | Morena 1 | NUI | - | 1996 | gas | 0 | 12,482887 | 44,231073 |
| 104 | Naide | NUI | - | 2005 | gas | 0 | 12,745412 | 44,343275 |
| 105 | Naomi Pandora | NUI | - | 2000 | gas | 0 | 12,847416 | 44,689089 |
| 106 | Panda 1 | NUI | SPS | 2002 | gas | 0 | 13,623818 | 37,006610 |
| 107 | Panda W1 | NUI | SPS | 2003 | gas | 0 | 13,594536 | 37,000607 |
| 108 | Pennina | NUI | - | 1988 | gas | 19 | 14,163626 | 43,021356 |
| 109 | Perla | NUI | - | 1981 | petrolio | 17 | 14,216245 | 36,954193 |
| 110 | Porto Corsini 73 | NUI | - | 1996 | gas | 0 | 12,579101 | 44,385037 |
| 111 | Porto Corsini 80 | NUI | - | 1981 | gas | 0 | 12,546216 | 44,405640 |
| 112 | Porto Corsini 80 bis | NUI | - | 1983 | gas | 0 | 12,520281 | 44,423353 |
| 113 | Porto Corsini C | NUI | - | 1987 | gas | 19 | 12,560198 | 44,391356 |
| 114 | Porto Corsini M S1 | NUI | - | 2000 | gas | 0 | 12,588897 | 44,348638 |
| 115 | Porto Corsini M S2 | NUI | - | 2001 | gas | 0 | 12,576923 | 44,368807 |
| 116 | Porto Corsini W A | NUI | - | 1968 | gas | 0 | 12,359541 | 44,511783 |



| | | | | | | | | |
|-----|--------------------------|-----|------|------|----------|----|-----------|-----------|
| 117 | Porto Corsini W B | NUI | - | 1968 | gas | 0 | 12,373809 | 44,509278 |
| 118 | Porto Corsini W C | NUI | - | 1987 | gas | 19 | 12,372787 | 44,508964 |
| 119 | Porto Corsini W T | NUI | STCR | 1987 | gas | 19 | 12,359295 | 44,512380 |
| 120 | Prezioso | NUI | - | 1986 | petrolio | 19 | 14,045081 | 37,009175 |
| 121 | Regina | NUI | - | 1997 | gas | 0 | 12,840342 | 44,104920 |
| 122 | Regina 1 | NUI | - | 1997 | gas | 0 | 12,834209 | 44,102781 |
| 123 | Rospo Mare A | NUI | - | 1981 | petrolio | 2 | 14,970746 | 42,203712 |
| 124 | Rospo Mare B | NUI | - | 1986 | petrolio | 4 | 14,946579 | 42,213157 |
| 125 | Rospo Mare C | NUI | - | 1991 | petrolio | 2 | 14,931856 | 42,235657 |
| 126 | San Giorgio Mare 3 | NUI | - | 1972 | gas | 0 | 13,923748 | 43,197901 |
| 127 | San Giorgio Mare 6 | NUI | - | 1981 | gas | 0 | 13,920136 | 43,206235 |
| 128 | San Giorgio Mare C | NUI | STCR | 1972 | gas | 0 | 13,901802 | 43,202624 |
| 129 | Santo Stefano Mare 101 | NUI | - | 1987 | gas | 0 | 14,607395 | 42,228990 |
| 130 | Santo Stefano Mare 1-9 | NUI | - | 1968 | gas | 0 | 14,592950 | 42,231768 |
| 131 | Santo Stefano Mare 3-7 | NUI | - | 1968 | gas | 0 | 14,610729 | 42,219268 |
| 132 | Santo Stefano Mare 4 | NUI | - | 1975 | gas | 0 | 14,675454 | 42,207323 |
| 133 | Santo Stefano Mare 8 bis | NUI | - | 1991 | gas | 0 | 14,636563 | 42,216490 |



| | | | | | | | | |
|-----|----------------|-----|---|------|----------|----|-----------|-----------|
| 134 | Sarago Mare 1 | NUI | - | 1981 | petrolio | 0 | 13,785407 | 43,320960 |
| 135 | Sarago Mare A | NUI | - | 1981 | petrolio | 0 | 13,788738 | 43,288851 |
| 136 | Simonetta 1 | NUI | - | 1997 | gas | 0 | 14,183769 | 42,559691 |
| 137 | Squalo | NUI | - | 1980 | gas | 0 | 14,244378 | 42,715657 |
| 138 | Tea | NUI | - | 2007 | gas | 0 | 13,018813 | 44,501557 |
| 139 | Vega A | FMI | - | 1986 | petrolio | 75 | 14,625491 | 36,540638 |
| 140 | Viviana 1 | NUI | - | 1998 | gas | 0 | 14,155051 | 42,656403 |
| 141 | Vongola Mare 1 | NUI | - | 1985 | gas | 0 | 13,811731 | 43,253892 |

NOTE:



Nell'elenco vengono indicate tutte le installazioni fisse fisicamente presenti in mare al 1° gennaio dell'anno 2018, anche qualora non fossero più produttive. Coerentemente con il precedente assunto, nella lista è presente anche la FIRENZE FPSO che, nel corso del 2018, è stata disconnessa e rimossa temporaneamente. Rispetto all'anno precedente (2017) non compare l'impianto "Ombrina Mare 2" dismesso a fine 2017.



Nome e ID:

Nella presente relazione (Anno 2018) sono stati revisionati i nomi di alcune installazioni per coerenza con i relativi acronimi. A seguire si riporta una tabella di comparazione dei nomi della precedente edizione (Anno 2017) e dell'attuale (Anno 2018), oggetto di revisione.

| Denominazione Relazione Anno 2017 | Denominazione revisionata Relazione Anno 2018 | SIGLA |
|--|--|--------------|
| Porto Corsini MEC | Porto Corsini C | PC C |
| Porto Corsini MS1 | Porto Corsini M S1 | PCM S1 |
| Porto Corsini MS2 | Porto Corsini M S2 | PCM S2 |
| Porto Corsini MWA | Porto Corsini W A | PCW A |
| Porto Corsini MWB | Porto Corsini W B | PCW-B |
| Porto Corsini MWC | Porto Corsini W C | PCW-C |
| Porto Corsini MWT | Porto Corsini W T | PCW T |



Tipo d'impianto (note al tipo di impianto):

1. In aggiunta a quanto richiesto dal Regolamento UE 1112/2014, nella tabella sono state riportate anche le teste pozzo sottomarine, indicando l'anno di installazione, il tipo di fluido prodotto e le coordinate; per uniformità con il sistema di classificazione del Regolamento, ad esse è attribuita l'etichetta NUI (impianto fisso di norma senza personale) e, nelle note al tipo d'impianto, è riportato l'acronimo "SPS" (*Subsea Production System*). Le teste pozzo sottomarine sono: *AQUILA 2, AQUILA 3, ARGO 1, ARGO 2, BONACCIA EST 2, BONACCIA EST 3, CAMILLA 2, CASSIOPEA 1, ELENA 1, EMILIO 3, LUNA 27, LUNA 40 SAF, PANDA 1, PANDA W1*;



2. Le FPI (unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi) sono state ulteriormente etichettate con gli acronimi “FSO” (e sono *ALBA MARINA* e *LEONIS*) e “FPSO” (*FIRENZE FPSO*) per specificarne la diversa tipologia;
3. Le piattaforme che sono di supporto alla produzione sono state ulteriormente etichettate con l’acronimo “STCR” [*Supporto: Trattamento/Compressione/Raccordo*]; Esse sono: *AZALEA B PROD*, *BARBARA T*, *BARBARA T2*, *BRENDA PROD*, *CERVIA K*, *DARIA B*, *GARIBALDI K*, *GARIBALDI T*, *PORTO CORSINI W T*, *SAN GIORGIO MARE C*.

[✓d]

Anno di installazione:

Si assume che l’anno di installazione faccia riferimento all’anno della campagna di installazione *offshore*.

[✓e]

Numero di letti:

1. Per numero di letti si intende il numero di posti letto presenti nell’impianto e destinati al personale.
2. La piattaforma *Antares A* è stata oggetto di un progetto di razionalizzazione dell’*asset* che ha portato i posti letto a zero.

[✓f]

Coordinate:

Le coordinate in tabella sono riferite al sistema *World Geodetic System 1984* (WGS84).



Impianti dismessi durante il periodo di riferimento della relazione

| Nome o ID | Tipo di impianto | Note su tipo di impianto | Anno di installazione | Coordinate | | Temporaneo / Permanente |
|--------------|------------------|--------------------------|-----------------------|---------------|--------------|-------------------------|
| | | | | (longitudine) | (latitudine) | |
| FIRENZE FPSO | FPI | FPSO | 2011 | 18,326208 | 40,924163 | Temporaneo |

Si riporta l'elenco degli **impianti mobili** impiegati in operazioni di pozzo in funzione durante il periodo di riferimento della relazione [unità mobili di perforazione offshore (MODU, *Mobile Offshore Drilling Unit*) e altri impianti non destinati alla produzione (OSS, *Offshore Supply Ship*)]:

| Nome o ID | Tipo d'impianto | Anno di costruzione | Numero di letti | Area geografica delle operazioni e durata | | | |
|---------------------|----------------------------------|---------------------|-----------------|---|---------------|--------|---------------|
| | | | | Zona 1 | Durata (mesi) | Zona 2 | Durata (mesi) |
| Key Manhattan | MODU (Jack-Up Drilling Unit) | 1982 | 101 | Mare Adriatico | 12 | | |
| Supersundowner XIII | MODU (Fast More Workover Rig) | 1992 | 67 | Mare Adriatico | 12 | | |
| MAMTA | OSS | 2010 | 85 | Mare | 5 | | |



| | | | | | | | |
|--|-----------------------|--|--|-----------|--|--|--|
| | (Multipurpose vessel) | | | Adriatico | | | |
|--|-----------------------|--|--|-----------|--|--|--|

Si riportano inoltre i seguenti dati **[✓g]** relativi al numero totale di ore lavorative effettive in mare e la produzione totale nel periodo di riferimento della relazione

a. Numero totale di ore lavorative effettive in mare per tutti gli impianti:

3.669.101 h (per confronto anno 2017: 3.045.243);

b. Produzione totale mare: **3,311 MTEP** (per confronto anno 2017: 4,217 MTEP);

Produzione di petrolio a mare: **0,54 MTEP** (per confronto anno 2017: 0,72 MTEP). Per confronto nel 2018 Produzione mare + terra: 4,67 MTEP;

Produzione di gas a mare: **3,38 GSm³** (per confronto anno 2017: 4,27 GSm³) (per confronto nel 2018 Produzione mare + terra: 5,55 GSm³).

NOTA **[✓g]**: Informazioni ai fini della normalizzazione dei dati

1. La fonte dei dati per la produzione di idrocarburi è il database della *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività*



minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico;

2. Il calcolo del valore della produzione di idrocarburi in megatonnellate di petrolio equivalenti (MTEP) che è stato sviluppato esclusivamente per gli scopi di questa relazione - ovvero per la normalizzazione dei dati in essa presenti- si basa sulle seguenti assunzioni:
 - a. è stata presa, come riferimento, la definizione di TEP della *International Energy Agency*, secondo la quale la tonnellata di olio equivalente è pari a 10^7 kilocalorie ovvero a 41,868 GJ (Giga Joule);
 - b. è stato attribuito convenzionalmente il valore di 8190 kcal/m³ al potere calorifico inferiore del gas naturale, in continuità con quanto fatto nella edizione precedente.
3. I dati relativi alle ore lavorate sulle installazioni in mare sono state trasmessi dagli operatori alla *Direzione generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico.*



2.1.2 – Ispezioni [✓h]

Si riporta nella seguente tabella il numero delle ispezioni agli impianti a mare effettuate nel 2018.

| Numero di ispezioni in mare | Giorni-uomo sugli impianti (spostamenti non compresi) | Numero di impianti ispezionati |
|-----------------------------|---|--------------------------------|
| 236 | 234 | 86 |

NOTA [✓h]: Tabella Ispezioni

Colonna 1. Per Numero di Ispezioni in mare si intende il numero di sopralluoghi ispettivi effettuati a bordo degli impianti offshore nell'anno di riferimento.

Colonna 2. Per giorni-uomo sugli impianti si intende la somma dei giorni impiegati, durante l'anno 2018, per effettuare i sopralluoghi ispettivi sugli impianti da ogni ispettore coinvolto, non considerando i tempi di viaggio; se gli impianti sono sufficientemente vicini, nello stesso giorno possono essere svolti sopralluoghi ispettivi su impianti diversi.

Colonna 3. Numero di impianti ispezionati si intende il numero di impianti differenti che, nell'anno 2018, sono stati ispezionati.

2.1.3 – Dati relativi agli incidenti inerenti alle operazioni in mare

Nel 2018 non si è verificato alcun evento, soggetto a comunicazione ai sensi dell'allegato IX, di cui alle categorie riportate nella sottostante tabella:



| Categorie ex allegato IX | Numero di eventi | Numero di eventi normalizzati |
|--|------------------|-------------------------------|
| a) Rilasci accidentali | 0 | 0 |
| <i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Incendi</i> | - | - |
| <i>Rilasci di petrolio/gas infiammanti - Esplosioni</i> | - | - |
| <i>Rilasci di gas non infiammanti</i> | - | - |
| <i>Rilasci di petrolio non infiammanti</i> | - | - |
| <i>Rilasci di sostanze pericolose</i> | - | - |
| b) Perdita di controllo del pozzo | 0 | 0 |
| <i>Eruzioni</i> | - | - |
| <i>Attivazione dispositivi prevenzione eruzioni (BOP–blowoutpreventer) / deviatore di flusso</i> | - | - |
| <i>Guasto di una barriera del pozzo</i> | - | - |
| c) Guasto di un SECE | 0 | 0 |
| d) Perdita di integrità strutturale | 0 | 0 |
| <i>Perdita di integrità strutturale</i> | - | - |
| <i>Perdita di stabilità/galleggiamento</i> | - | - |
| <i>Perdita di stazionarietà</i> | - | - |
| e) Collisione di una nave | 0 | 0 |
| f) Incidenti di elicottero | 0 | 0 |
| g) Incidenti mortali (*) | 0 | 0 |
| h) Infortuni gravi a 5 o più persone nello stesso incidente (*) | 0 | 0 |
| i) Evacuazioni di personale | 0 | 0 |



| | | |
|-------------------------|---|---|
| j) Incidenti ambientali | 0 | 0 |
|-------------------------|---|---|

(*) Solo se in relazione a un incidente grave

Numero totale (**) di decessi e infortuni [✓i]

| | Numero | Valore normalizzato |
|---------------------------------------|--------|---------------------|
| Numero totale di decessi | 0 | 0 |
| Numero totale di infortuni gravi [✓i] | 4 | $1,090 * 10^{-6}$ |
| Numero totale di infortuni | 4 | $1,090 * 10^{-6}$ |

(**) Numero totale ai sensi della direttiva 92/91/CEE

NOTA [i]: Sono stati considerati gravi gli infortuni che provocano un'assenza dal posto di lavoro superiore a 30 gg.

NOTA [i]: Due dei quattro infortuni gravi (con assenze di 40 e 70 giorni) non sono collegati ad attività *oil and gas* ma ad inciampi/cadute che si sono verificate a personale operante sulle piattaforme durante la permanenza su di esse al di fuori dell'orario lavorativo.

Guasti a elementi critici per la sicurezza e l'ambiente (SECE)

| SECE | Numero di guasti associati a incidenti gravi |
|---|--|
| a) Sistemi di integrità strutturale | 0 |
| b) Sistemi di contenimento del processo | 0 |
| c) Sistemi di prevenzione incendi | 0 |



| | |
|--|---|
| d) Sistemi di rilevamento | 0 |
| e) Sistemi di limitazione per il contenimento del processo | 0 |
| f) Sistemi di protezione | 0 |
| g) Sistemi di blocco | 0 |
| h) Ausili alla navigazione | 0 |
| i) Macchine rotanti – generatori di potenza | 0 |
| j) Attrezzature di evacuazione e salvataggio | 0 |
| k) Sistemi di comunicazione | 0 |
| l) Altri | 0 |

Cause dirette e alla radice di incidenti gravi

| Cause | Numero di incidenti | Cause | Numero di incidenti |
|--|---------------------|--|---------------------|
| a) Cause connesse alle attrezzature | 0 | c) Errore procedurale/organizzativo | 0 |
| <i>Guasto per difetto di progettazione</i> | - | <i>Valutazione/percezione del rischio inadeguata</i> | - |
| <i>Corrosione interna</i> | - | <i>Istruzioni/procedure inadeguate</i> | - |
| <i>Corrosione esterna</i> | - | <i>Mancata conformità alla procedura</i> | - |
| <i>Guasto meccanico da fatica</i> | - | <i>Mancata conformità al permesso di lavoro</i> | - |
| <i>Guasto meccanico da usura</i> | - | <i>Comunicazione inadeguata</i> | - |
| <i>Guasto meccanico da materiale difettoso</i> | - | <i>Competenze personali inadeguate</i> | - |



| | | | |
|---|----------|---|----------|
| <i>Guasto meccanico (nave/elicottero)</i> | - | <i>Supervisione inadeguata</i> | - |
| <i>Guasto strumentazione</i> | - | <i>Organizzazione della sicurezza inadeguata</i> | - |
| <i>Guasto del sistema di controllo</i> | - | <i>Altro</i> | - |
| <i>Altro</i> | - | | |
| b) Errore umano – Errore operativo | 0 | d) Cause meteorologiche | 0 |
| <i>Errore operativo</i> | - | <i>Vento superiore alle specifiche di progettazione</i> | - |
| <i>Errore di manutenzione</i> | - | <i>Moto ondoso superiore alle specifiche di progettazione</i> | - |
| <i>Errore di collaudo</i> | - | <i>Visibilità estremamente ridotta inferiore alle specifiche di progettazione</i> | - |
| <i>Errore di ispezione</i> | - | <i>Presenza di ghiaccio/iceberg</i> | - |
| <i>Errore di progettazione</i> | - | <i>Altro</i> | - |
| <i>Altro</i> | - | | |

2.1.4 Innovazioni normative

➤ **Legge 3 maggio 2016, n. 79.** *Ratifica ed esecuzione di accordi in materia ambientale.*

La legge introduce nell'ordinamento italiano il Protocollo siglato alla Valletta il 25 gennaio 2002, relativo alla cooperazione in materia di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi e di risposta in caso di



situazioni critiche di inquinamento nel Mare Mediterraneo. Essa stabilisce l'importanza della cooperazione per prevenire, ridurre e controllare l'inquinamento dell'ambiente marino, anche attraverso un'azione rapida ed efficace a livello nazionale, regionale e sub regionale, attraverso il metodo della valutazione dell'impatto ambientale e nel rispetto sia del principio di precauzione che del principio per il quale «chi inquina paga».

➤ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016.** *Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145.*

Il decreto determina le modalità di funzionamento e le procedure amministrative per gli adempimenti connessi alle relative funzioni del Comitato quale autorità competente designata in attuazione della Direttiva 2013/30/UE recepita dal D.Lgs. 145/2015, anche nelle sue articolazioni sul territorio dei Comitati periferici. Inoltre, esso stabilisce il sistema sanzionatorio applicabile in caso di infrazioni di cui all'art. 32 del D.Lgs. 145/2015 ed i criteri di ripartizione delle attività dello stesso Comitato.

➤ **Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201.** *Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.*



Il decreto definisce i principi per una strategia integrata di pianificazione delle attuali e future attività marittime, riguardanti settori diversi quali l'energia, il trasporto marittimo, la pesca, l'estrazione di materie prime e il turismo, al fine di garantire una gestione efficace delle stesse ed una "economia blu" competitiva ed efficiente sotto il profilo delle risorse. Lo stesso specifica, inoltre, che la pianificazione dello spazio marittimo è attuata sulla base di piani di gestione, strumenti fondamentali per programmare sia l'utilizzo dell'ambiente marino sia la distribuzione spaziale e temporale delle attività e delle strutture *offshore* che possono comprendere, tra l'altro, le infrastrutture per l'energia rinnovabile e per l'esplorazione, la coltivazione ed il trasporto di idrocarburi.

➤ **Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016.** *Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.*

Con tale decreto viene aggiornato il quadro normativo che regola le procedure amministrative per il rilascio e l'esercizio dei titoli di prospezione, ricerca e sfruttamento degli idrocarburi liquidi e gassosi. Esso è armonizzato con le modifiche già introdotte dal Decreto Ministeriale 30



ottobre 2015, che, in ottemperanza al D.Lgs. 145/2015, ha definito la separazione tra le funzioni di regolamentazione, relative alla sicurezza del settore *oil&gas*, e le funzioni afferenti il rilascio di titoli per le risorse energetico-minerarie.

➤ **Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104.** *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.*

In attuazione della direttiva europea 2014/52/UE, il decreto legislativo interviene sulla disciplina delle procedure di valutazione di impatto ambientale dei progetti relativi alle attività *upstream*. In particolare, sono state apportate modifiche agli allegati della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 specificando le opere o le attività da sottoporre a VIA statale, introducendo tra queste anche i rilievi geofisici attraverso l'uso della tecnica *airgun* o di esplosivo.

L'art. 25, comma 6, affida al Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e con il Ministro dei beni e delle attività culturali e del turismo, l'adozione di linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la



coltivazione di idrocarburi in mare e delle infrastrutture connesse, al fine di assicurare la qualità e la completezza della valutazione dei relativi impatti ambientali.

➤ **Decreto Legislativo 15 novembre 2017, n. 183** *di attuazione della direttiva (UE) 2015/2193 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 novembre 2015, relativa alla limitazione delle emissioni nell'atmosfera di taluni inquinanti originati da impianti di combustione medi, nonché per il riordino del quadro normativo degli stabilimenti che producono emissioni nell'atmosfera, ai sensi dell'articolo 17 della legge 12 agosto 2016, n. 170.*

Ai sensi dell'art. 1, comma 10, lett. d), non costituiscono medi impianti di combustione le turbine a gas e motori a gas e diesel usati su piattaforme offshore.

➤ **Decreto Interministeriale 23 gennaio 2017** *Definizione delle dotazioni di attrezzature e scorte di risposta ad inquinamenti marini da idrocarburi, che devono essere presenti in appositi depositi di terraferma, sugli impianti di perforazione, sulle piattaforme di produzione e sulle relative navi appoggio.*

Il decreto adottato dal Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, di concerto con il Ministro dello sviluppo economico, si inserisce nel solco del principio di precauzione ambientale enunciato dall'art. 191 del TFUE e di tutela dell'ambiente marino mediterraneo stabilendo una disciplina molto rigorosa delle procedure per il riconoscimento dell'idoneità



dei prodotti da impiegare in mare, tenuto conto dei potenziali impatti sull'ambiente marino.

In detto decreto si sottolinea la necessità di ricorrere prioritariamente alla raccolta meccanica degli inquinanti e all'uso dei prodotti assorbenti rispetto ai prodotti disperdenti e agli assorbenti non inerti, il cui impiego è da ritenersi eccezionale.

L'evoluzione tecnologica del settore ha imposto di aggiornare le dotazioni e scorte che devono essere disponibili su ciascuna piattaforma, sulle navi appoggio e in terraferma per combattere gli effetti dannosi in caso di inquinamenti accidentali.

➤ **Decreto Ministeriale 5 luglio 2017** relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi (Allegato 3).

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico è stato adottato in attuazione del D.Lgs. 145/2015 che, in recepimento della Direttiva, prevede sia applicato il meccanismo della consultazione tripartita tra il Comitato per la sicurezza *offshore*, gli operatori del settore e le rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente rappresentative per le seguenti attività:



- a) partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi;
- b) definizione di linee programmatiche e di azione relative al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente.

Detto decreto stabilisce: (1) le modalità con cui gli operatori contribuiscono alla effettiva consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori e i rappresentanti dei lavoratori; (2) i criteri generali per la stipula dell'accordo formale di cui all'art.2, comma 1, lett. h), del D.Lgs. 145/2015 e per la consultazione periodica.

➤ **Decreto Ministeriale 9 agosto 2017** *Adeguamento del decreto 7 dicembre 2016 "Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale" alla sentenza della Corte costituzionale n. 170 del 2017.*

Il decreto del Ministro dello sviluppo economico ha modificato il DM del 7 dicembre 2016 di disciplina delle procedure di rilascio e di gestione dei titoli minerari, ivi compreso il titolo unico ex art. 38 del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito con modificazioni dalla legge 11 novembre 2014, n. 164 (c.d. "Decreto Sblocca Italia"). Diverse Regioni



italiane (Abruzzo, Marche, Puglia, Lombardia, Veneto, Campania e Calabria) hanno promosso ricorso di legittimità costituzionale avverso l'art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia dinanzi la Corte Costituzionale che, con sentenza n. 170 del 2017, ne ha dichiarato l'incostituzionalità nella parte in cui non ha previsto l'intesa regionale nel procedimento finalizzato all'adozione del disciplinare tipo sul titolo concessorio unico. Al fine di tener conto dei principi enunciati dalla Corte, il DM del 9 agosto 2017 ha quindi stralciato dal DM 7 dicembre 2016 ogni riferimento al titolo concessorio unico ed ha conferito mandato alla DGS-UNMIG ed alla DGSAIE di adottare il disciplinare tipo ex art. 38, comma 7, dello Sblocca Italia, tenendo conto della decisione della Corte e quindi garantendo la piena partecipazione regionale nella predisposizione della normativa tecnica.

➤ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017**
Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.

In attuazione della direttiva 2014/89/UE, il DPCM disciplina la pianificazione dello spazio marittimo, nel quadro della politica marittima integrata (PMI) dell'Unione europea, individuando modalità e termini per l'elaborazione dei Piani di gestione dello spazio marittimo.



2.2 Attività del Comitato

Il Comitato si è insediato in data 9 maggio 2017 e alle 5 sedute del 2017 (per le quali si rimanda alla Relazione 2016-17) si sono aggiunte 4 sedute nel corso del 2018 di cui si riassumono i punti fondamentali dei lavori svolti e le determinazioni assunte.

13 FEBBRAIO 2018

Discussione e definizione degli schemi di Accordo di consultazione Tripartita fra ASSOMINERARIA e le principali rappresentanze sindacali dei lavoratori (FILCTEM-CGIL, FEMCA-CISL, UILTEC)

5 MARZO 2018

Sottoscrizione degli Accordi di consultazione Tripartita fra gli Operatori (Eni S.p.A., EniMed S.p.A. ed Edison S.p.A. e le principali rappresentanze sindacali dei lavoratori (FILCTEM-CGIL, FEMCA-CISL, UILTEC).

Sono stati sottoscritti gli accordi di consultazione tripartita tra il Comitato stesso, le rappresentanze sindacali dei lavoratori maggiormente



rappresentative FILCTEM CGIL, FEMCA CISL e UILTEC e gli operatori Eni, Edison ed EniMed. Gli accordi sono il risultato di un dialogo costruttivo, dove le parti interessate hanno dimostrato serietà e responsabilità verso gli aspetti di sicurezza delle attività a mare, questo consentirà una gestione condivisa delle questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori sia alla tutela dell'ambiente. La firma è avvenuta a seguito della riunione preliminare del 13 febbraio 2018 tra il Comitato *Offshore*, Assomineraria (Associazione rappresentativa degli operatori) e le rappresentanze sindacali e in attuazione degli artt. 2 comma 1 lettera h) e 6 comma 7, del decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145, che prevede sia applicato il meccanismo della consultazione tripartita tra il Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare, gli operatori del settore e i rappresentanti dei lavoratori ai fini dell'effettiva partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi, alla definizione di linee programmatiche e di azione ed al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente, oltre che ad altri eventuali tematiche.



25 OTTOBRE 2018

Aggiornamento su stato Relazioni Grandi Rischi; Memorandum programma ispettivo del Comitato centrale per l'anno 2018 - 2019, così come previsto nella "Strategia d'azione e priorità programmatiche annuali" approvata nella riunione del Comitato del 27 luglio 2017; Definizione calendario ispettivo anni 2018 – 2019; Possibili interazioni tra *safety* e *security*; Relazione al Parlamento 2016-2017; Relazione alla Commissione UE di cui al Regolamento 1112/2014, sullo "Stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi" per l'anno 2017; Aggiornamento su incontri "tripartita";

31 OTTBRE 2018

Sottoscrizione dei Documenti di consultazione Tripartita fra gli Operatori (Eni S.p.A., EniMed S.p.A. ed Edison S.p.A. e le principali rappresentanze sindacali dei lavoratori (FILCTEM-CGIL, FEMCA-CISL, UILTEC)

I Documenti sono la prosecuzione di un dialogo costruttivo, dove le parti interessate hanno dimostrato serietà e responsabilità verso gli aspetti di sicurezza delle attività a mare, questo consentirà una gestione condivisa delle questioni strettamente correlate sia alla salute e alla sicurezza dei lavoratori sia alla tutela dell'ambiente. La firma - che avviene a seguito sia



della riunione preliminare del 13 febbraio 2018 tra il Comitato *Offshore*, Assomineraria (Associazione rappresentativa degli operatori) e le rappresentanze sindacali, sia della riunione del 5 marzo scorso, quando furono proposti e siglati gli schemi di Accordi di tripartita - deriva dalla attuazione degli artt. 2 comma 1 lettera h) e 6 comma 7, del decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145. Specificatamente, viene previsto che sia applicato il meccanismo della consultazione tripartita tra il Comitato, gli operatori del settore e i rappresentanti dei lavoratori ai fini: (1) dell'effettiva partecipazione alla formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (2) della definizione di linee programmatiche e di azione ed al sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente, oltre che ad altri eventuali tematiche. A valle della firma dei Documenti di consultazione è previsto che almeno una volta all'anno, e comunque ogni volta che sia ritenuto opportuno dalle parti, i soggetti coinvolti si riuniscano per: (1) la formulazione di standard e strategie in materia di prevenzione degli incidenti gravi; (2) la definizione di linee programmatiche e di azione; (3) la definizione ed analisi del sistema di gestione integrato della salute, della sicurezza e dell'ambiente, oltre che ad altri eventuali tematiche; (4) l'analisi della politica aziendale di prevenzione degli incidenti gravi; (5) l'esame di operazioni pozzo, operazioni effettuate



da un impianto in combinazione con uno o più altri impianti, e progetti specifici.

2.3 Attività dei Comitati periferici

A livello periferico, le Sezioni UNMIG territorialmente competenti hanno avviato ai sensi dell'art. 9, commi 2 e 3, del D.P.C.M. 27 settembre 2016 le istruttorie afferenti le relazioni grandi rischi (RGR), trasmettendo le valutazioni di pertinenza al Comitato e alla DGS-UNMIG per eventuali modifiche e/o integrazioni. Dalla loro costituzione, i Comitati periferici di Bologna, Roma e Napoli si sono riuniti rispettivamente 6, 1 e 5 volte, valutando rispettivamente 18, 4 e 3 relazioni grandi rischi; le relazioni grandi rischi presentate entro i termini di legge (18 agosto 2018) ammontano a 66, di cui 2 per gruppi di impianto aventi stesse caratteristiche; le relazioni grandi rischi presentate sono relative a tutti gli impianti esistenti (n.138, più n.3 unità galleggianti di stoccaggio (FSO), più n.2 *Jack up* (JU) di perforazione).



2.4 Attività in collaborazione con la Commissione europea e con JRC – EUOAG

2.4.1 Revisione della Direttiva 2013/30/UE

E' stata avviata una consultazione pubblica, con scadenza 21 dicembre 2018, sulla Direttiva. Secondo l'Articolo 40 della Direttiva, la Commissione procederà a valutare se la Direttiva abbia conseguito gli obiettivi di sicurezza per i quali essa è stata elaborata, tenendo debitamente conto degli sforzi messi in campo dagli Stati Membri per trasporre la Direttiva nelle norme nazionali. Gli esiti della valutazione saranno oggetto di relazione al Parlamento europeo e al Consiglio; detta relazione includerà anche un'analisi su eventuali esigenze di modifiche della Direttiva o di ulteriori implementazioni. La consultazione pubblica costituisce uno degli strumenti con i quali la Commissione intende raccogliere informazioni per portare avanti il processo di analisi della Direttiva, collezionando i differenti punti di vista delle diverse parti coinvolte nelle e dalle attività *upstream* nell'*offshore* UE.

L'input ricevuto dalla consultazione pubblica diventerà un elemento principale per valutare le esperienze di attuazione della Direttiva in termini



di efficacia, efficienza, rilevanza e coerenza della stessa oltre che di valore aggiunto per l'Unione Europea.

<https://ec.europa.eu/info/consultations/public-consultation-on-the-evaluation-of-the-offshore-safety-directive>

<https://ec.europa.eu/eusurvey/runner/OSDEvaluation>

2.4.2 Osservazioni del Comitato al Meeting della Commissione europea e JRC del 19 settembre 2018.

La Commissione Europea, con il supporto del JRC, ha organizzato per il 19 settembre un *meeting* in Bruxelles per discutere circa l'applicazione della Direttiva, così come recepita dai vari Stati membri, al fine di valutare se detta Direttiva abbia raggiunto l'obiettivo di garantire la sicurezza delle operazioni minerarie per la ricerca e le produzioni di idrocarburi in offshore ed abbia altresì ingenerato una cospicua riduzione o addirittura eliminazione degli incidenti rilevanti con ovvi benefici anche sull'esigenza della protezione ambientale e della salvaguardia della salute delle maestranze addette. Quanto sopra ai fini di redazione di specifica relazione al Parlamento ed al Consiglio europeo, così come sancito dalla direttiva



stessa, rappresentando altresì eventuali esigenze di implementazione e/o di modifica della norma europea in parola, che potranno del caso essere evidenziate non solo dalle autorità competenti ma anche dalle associazioni di settore a vario titolo coinvolte, unioni sindacali e rappresentanze dei lavoratori del settore nonché organizzazioni non governative che operano in tale area di *business*.

Il Comitato - per produrre una specifica nota tecnica che fosse rappresentativa della situazione italiana a valle del primo triennio di applicazione di detta norma ed al contempo fornisse, per quanto di competenza, adeguati elementi di valutazione per le successive incombenze della Commissione – ha avviato una consultazione tra le principali Autorità nazionali coinvolte in questi temi dalle risultanze della quale risulta confermata l'elevatezza e l'allineamento degli standard italiani di sicurezza con i requisiti principali della Direttiva e che la stessa Direttiva ha formalizzato in maniera più precisa quanto era già registrabile nella pratica in Italia. A valle della consultazione si evidenziano i seguenti punti:

- a. **PRINCIPALI AREE DI EFFICACIA:** Le aree principali innovative di efficacia e quindi di obiettivo raggiunto dalla Direttiva comunitaria, così come recepita in Italia sono state: (1) la verifica indipendente; (2)



l'analisi delle risposte esterne alle emergenze e la sottoscrizione di accordi con altri Stati UE frontisti; (3) la base giuridica per le garanzie finanziarie. In particolare, per quanto attiene alla verifica indipendente i soggetti intestatari di titoli minerari siti nell'*offshore* italiano si sono avvalse del supporto di "RINA Services". Obiettivo principale dell'attività di verifica indipendente è quella di mettere in atto un processo che assicuri che gli elementi critici per la sicurezza e l'ambiente siano tali da fornire le necessarie performance, qualora richieste. La verifica indipendente richiesta a RINA è stata quindi impostata secondo una attività che ha incluso in primis l'esame del documento di Relazione Grandi Rischi riportata dall'operatore in modo da accertare che esso riporti e analizzi le caratteristiche e le prestazioni rilevanti, ai fini della sicurezza, degli impianti in oggetto, fornendo un processo razionale e condiviso per l'identificazione e la gestione sistematica degli elementi critici. Al termine della verifica viene redatta una relazione nella quale, oltre ad essere evidenziata l'attività svolta, vengono riportate le "conclusioni" e le "raccomandazioni" del verificatore indipendente.



b. AREE DI MIGLIORAMENTO FUTURO: Dalla consultazione nazionale è emersa la opportunità di introdurre alcuni miglioramenti della norma comunitaria, conseguibili attraverso implementazione della stessa. Si citano ad esempio: (1) la parte relativa ai controlli strutturali (cioè le certificazioni sui controlli strutturali, la vita residua delle piattaforme e dei gasdotti, la certificazione della corrosione della struttura, ecc.); (2) la "analisi ambientale" potrebbe essere semplificata soprattutto per le piattaforme gassose e su questo quadro si potrebbe prevedere un documento comune, standard per piattaforme simili su aree marine simili, anche in considerazione del fatto che la direttiva non distingue chiaramente tra idrocarburi liquidi, molto più inquinanti per l'ambiente e quelli a gas, il cui impatto ambientale potrebbe essere meno grave e quindi molto più lieve; (3) una classificazione unanime in sede comunitaria di un incidente grave da un punto di vista ambientale; (4) la valutazione tecnica e finanziaria degli operatori; (5) le garanzie per incidenti rilevanti; (6) forme assicurative per un ragionevole periodo di tempo successivo alla fase di dismissione degli impianti; (7) il monitoraggio post P&A.



- c. ANALISI COSTI E BENEFICI: in Italia, con gli adempimenti richiesti dalla norma comunitaria e quindi da quella italiana di recepimento, si è registrato un considerevole aumento dei carichi di lavoro anche sotto il profilo di acquisizione agli atti dell'Amministrazione e del Comitato (la *Competent Authority*) della documentazione cartacea necessaria e di conseguente smistamento, istruttoria ed archiviazione: a volte il costo e l'impegno è stato considerato sproporzionato al beneficio ottenuto.
- d. PARTECIPAZIONE PUBBLICA: La partecipazione del pubblico alle decisioni strategiche relative al settore O&G è in aumento grazie alla Direttiva *offshore*, anche in considerazione degli adempimenti disposti in materia di consultazione tripartita (operatori, sindacati, ONG). Sono comunque allo studio o in corso di predisposizione ulteriori linee operative di intervento al fine di migliorare il livello di partecipazione pubblica, ad esempio attraverso accordi di consultazione tripartita, ad oggi resa edotta attraverso pubblicazioni di tutto quanto necessario su specifico sito di questo Comitato.



- e. DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI: Al momento in Italia si ritiene che il complesso delle misure recate dalla Direttiva, così come recepita, unita ad altre disposizioni e raccomandazioni già vigenti siano sufficienti a: (1) garantire la dismissione in sicurezza delle attrezzature ed impianti ad attività mineraria cessata; (2) conseguire un obiettivo di prevenzione degli incidenti gravi e di protezione dell'ambiente in senso lato durante la fase di smantellamento; (3) garantire la protezione ambientale a lungo termine attraverso la rimozione totale di tutto quanto installato in *offshore* in aree minerarie. Sono comunque in corso studi di valutazione per un eventuale utilizzo alternativo delle strutture anche sotto il profilo di costituzione di specifico habitat di ripopolamento faunistico marino.
- f. SICUREZZA INFORMATICA E DA MINACCE ESTERNE: Al momento si applicano le misure più avanzate che lo specifico comparto contempla per garantire la sicurezza informatica. Tutte le installazioni presenti nell'*offshore* italiano hanno sistemi antintrusione all'avanguardia e le convenzioni, le collaborazioni ed i protocolli posti in essere con le Autorità militari in senso lato, Guardia Costiera Italiana e Marina Militare, attraverso pattugliamenti di zone, offrono tutte le sicurezze del caso. In questo senso, al momento, non si ritiene necessaria alcuna



europizzazione normativa di settore essendo la cosa perfettamente risolvibile all'interno di ciascun Stato membro tenuto conto della sua sovranità e specificità. Del pari, non si ritiene necessaria alcuna implementazione in materia di semplificazione del riconoscimento reciproco tra gli Stati membri dei permessi e documenti da sottoporre per le unità mobili di perforazione offshore (MODU) stante l'obbligo di rispettare le leggi vigenti nel Paese di arrivo.

- g. **RESPONSABILITA' CIVILE:** Si ritiene che un quadro normativo comunitario su questo argomento non sia il modo giusto per affrontare questo punto. E' appena il caso di evidenziare che grandi sono le differenze nell'O&G in tutta Europa e quindi risulta più opportuno preservare e riconoscere tale situazione specifica. Al limite potrebbe essere utile fornire linee guida comunque non vincolanti.

- h. **GARANZIE FINANZIARIE:** Al riguardo si segnala che il principale strumento applicato in Italia è rappresentato dalle coperture assicurative che le Società intestatarie dei titoli minerari devono presentare prima delle autorizzazioni all'inizio dei lavori minerari in



offshore. Infine, circa la possibilità di introdurre meccanismi di compensazione per perdite economiche o comunque danni correlabili ad incidenti non si ritiene debba essere oggetto di disciplina comunitaria dovendo la materia essere verificata caso per caso ed al limite normata con accordi tra Stati frontisti al pari di quanto già statuito in materia di scambi di informazioni con alcuni di essi, già esistenti o di nuova sottoscrizione, aderendo ad esempio alla standardizzazione della messaggistica in caso di incidenti secondo istruzioni EMSA - *SafeSeaNet information*, ai fini di reciproca salvaguardia delle loro coste da incidenti correlati ad attività minerarie in *offshore*.

2.4.3 Ulteriori attività

Continua il lavoro del Comitato - attraverso la *partnership* del *Network CLYPEA* per la sicurezza offshore della DGS UNMIG - orientando il proprio impegno verso l'ottimizzazione dei risultati scientifici di settore e alla promozione, dove possibile, dell'adozione delle migliori pratiche anche attraverso l'introduzione di sistemi tecnologicamente avanzati. Un gruppo di lavoro, appositamente costituito, garantisce che i principali obiettivi



raggiunti nell'ambito degli accordi in essere tra la DGS UNMIG e diversi Enti/Istituti convergano e siano recepiti all'interno delle procedure amministrative di competenza. Nel corso del 2018 è svolto il 7 e l'8 giugno a Torino, presso l'*Environment Park*, l'appuntamento annuale del *Network* per la Sicurezza *Offshore* per il consueto confronto sull'avanzamento delle attività finalizzate a garantire l'incremento degli standard di sicurezza relativi alle attività *offshore*. Una rassegna dei progetti è consultabile all'indirizzo:

https://unmig.mise.gov.it/images/buig/Poster_scientifici_convegno_CLYPE_A_2018.pdf

Si ricorda ancora che per decisione della Commissione europea C18/07 del 2012, è stato istituito un Gruppo tecnico denominato EUOAG - *European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group*, coordinato e presieduto dalla DG Energia, formato dalle autorità degli Stati membri in materia di sicurezza e tutela ambientale, per lo scambio di esperienze e competenze su tutte le questioni relative alla prevenzione di incidenti rilevanti ed alla relativa risposta in ordine alle operazioni di petrolio e gas *offshore*. Oltre a facilitare lo scambio d'informazioni sull'applicazione delle legislazioni nazionali e comunitaria e promuovere l'applicazione delle migliori pratiche e di elevati standard di sicurezza, esso si propone di essere la fonte



autorevole ed affidabile di consulenza in favore della Commissione europea su qualsiasi questione relativa ai grandi rischi nelle operazioni di petrolio e gas *offshore*. L'EUOAG vanta il patrocinio del JRC - *Joint Research Centre*, il servizio di scienza e conoscenza della Commissione europea che impegna scienziati in attività di ricerca al fine di fornire consulenza scientifica indipendente a sostegno delle politiche dell'Unione Europea.

2.5 Prospettive future

In seno al Comitato, continua a emergere l'esigenza di analizzare le possibili interazioni *safety/security* riferibili alle attività minerarie *offshore*, al fine di valutare le eventuali competenze ascrivibili al Comitato anche in materia di *security*. Pur facendo riserva di ulteriori approfondimenti, con il possibile coinvolgimento di altri soggetti pubblici già deputati per competenza, all'attualità si è ritenuto ancorare l'attività del Comitato agli aspetti industriali delle operazioni e degli impianti di produzione, con discendente interessamento per la sola *safety*.

Punti condivisi di riflessione sono:

- Il D.Lgs. 145/2015 non assegna al Comitato, quale *competent authority* ex direttiva 2013/30/UE, funzioni in materia di *security*, coerentemente



alla disciplina della direttiva e alla sua trasposizione nel relativo decreto legislativo di attuazione che si riferisce alla sicurezza (come *safety*) delle operazioni industriali e all'intero ciclo di vita degli impianti *offshore* (dalla progettazione, alla dismissione e all'abbandono definitivo)

- E' in corso la revisione della direttiva 2013/30/UE – per la quale si è conclusa la fase di consultazione – e tra le tematiche proposte figurerebbe anche quella relativa alla *security* delle piattaforme *offshore*. Ciò a conferma dell'assunto che, ad oggi, il vigente assetto normativo europeo nel settore degli idrocarburi e, per derivazione, quello dello Stato membro Italia si occupano della sola *safety* e che un'estensione anche agli aspetti di *security* – con eventuali attribuzioni alla *competent authority* e, quindi, al Comitato - necessita di una modifica della direttiva da recepirsi, poi, nella normativa nazionale.
- Qualora il Comitato - pur non essendo, al momento, investito di funzioni in materia di *security* - ritenesse di farsi parte diligente, stante la contiguità delle due tematiche e le possibili interazioni *safety-security*, si prospetterebbe un dialogo interministeriale con il coinvolgimento dei Ministeri dell'Interno, degli Esteri e della Difesa, oltre alla Presidenza del Consiglio dei Ministri.



PARTE III DOCUMENTI

3.1 Documenti originati dal Comitato

Il Comitato, sin dal suo insediamento, ha provveduto a redigere ed approvare i documenti strumentali allo svolgimento delle proprie funzioni, ed esattamente:

3.1.1 La strategia d'azione e le priorità programmatiche annuali approvata nel corso della riunione del 27 luglio 2017 (in accordo con l'art. 21 del D.Lgs 145/15), secondo il testo che si riporta integralmente.

Le priorità di azione

- a. per gli impianti esistenti l'adeguamento è stato previsto per 19/07/2018, sarà pertanto emanata una circolare alle società interessate richiamando gli adempimenti relativi alla presentazione delle Relazioni Grandi Rischi per gli impianti esistenti;
- b. tenuto conto della mole delle Relazioni Grandi Rischi che verranno presentate, verrà concesso stabilire la possibilità di presentare le



RGR per gruppi di impianti art. 9 comma 5 del DPCM secondo casistiche (per esempio tutti gli impianti che fanno riferimento ad una stessa concessione, gruppi di impianti connessi ecc.);

- c. trattazione prioritaria degli impianti di produzione olio per il loro maggior impatto ambientale in caso di sversamenti;
- d. raccolta della documentazione in ordine alla effettuazione di esercitazioni in risposta ad emergenze esterne.

Ispezioni

Le ispezioni saranno operate sia da parte del Comitato periferico sia da parte del Comitato centrale, compatibilmente alle disponibilità economiche che saranno messe a disposizione per le attività di funzionamento del Comitato così come previsto al comma 9, art. 8 del D.lgs 145/2015.

- Ispezioni per il Comitato periferico:

- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, secondo quanto indicato nel DPCM: (i) per le comunicazioni, una eventuale visita preliminare da parte del



Comitato periferico, tutto ciò unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96 che prevedono specifiche autorizzazioni; (ii) per l'accettazione RGR, almeno una visita preventiva da parte della Sezione UNMIG competente e una visita preliminare da parte del Comitato Periferico, unitamente alle procedure previste dal DPR 886/79 e DLGS 624/96;

- b. per gli impianti di produzione, successivamente con cadenza biennale dalla data di accettazione della RGR da effettuarsi unitamente alle eventuali verifiche periodiche effettuate dalle commissioni ex art. 40 DPR 886/79 e ex art. 90 – 93 DPR 624/96 eventualmente anche ex art. 49 codice navigazione;
- c. per gli impianti non destinati alla produzione, ispezioni ordinarie nel corso delle attività da parte dei singoli organi di vigilanza secondo le proprie competenze, UNMIG, CP e VVF (in modo congiunto e non) e, su richiesta del Comitato periferico, in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

- Ispezioni per il Comitato Centrale:



- a. per le comunicazioni e l'accettazione della RGR per nuovi impianti e nuovi lavori, sia su propria iniziativa in caso di particolari tipologie e complessità delle attività, sia su richiesta dei Comitati periferici;
- b. per gli impianti di produzione ad olio, una visita annuale; per gli impianti di produzione a gas, che presentino situazioni particolari, una visita annuale. Per gli impianti di produzione a gas è prevista, inoltre una visita ispettiva a campione annuale;
- c. per gli impianti non destinati alla produzione, compatibilmente con l'operatività, ispezioni ordinarie in caso di particolari tipologie e complessità delle attività.

3.1.2 La guida tecnica relativa alle modifiche non sostanziali diverse da quelle di cui all'art. 2, comma 1, lettera bb) del D.Lgs 145/2015 approvata nella seduta del 27 luglio 2017. In essa sono riportate le tipologie di attività da considerare quali modifiche non sostanziali per le operazioni riguardanti gli impianti di produzione, quelle non destinate alla produzione, le operazioni di pozzo e combinate. Per queste attività, l'operatore trasmette alla sola sezione UNMIG competente per territorio la documentazione tecnica pertinente.



3.1.3 Le linee guida per la redazione delle Relazioni sui grandi rischi approvate nella seduta del 10 ottobre 2017. Il documento è il risultato del confronto con tutte le parti interessate, condotto anche da un apposito Gruppo di Lavoro istituito in seno alla Conferenza nazionale sulla Valutazione e Gestione del Rischio.

3.1.4 Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (Allegato 4), a norma degli artt. 24, commi 1 e 2, e 25, commi 1 e 2, del D.Lgs 145/2015 inviata alla Commissione europea ad Ottobre 2018. Tale relazione (per l'anno 2017) costituisce una programmata analisi comparata a livello europeo e consente alla Commissione europea di mettere a confronto, secondo parametri omogenei, diverse informazioni relative agli impianti, ai riferimenti normativi e alle prestazioni delle operazioni in mare dei Paesi membri.



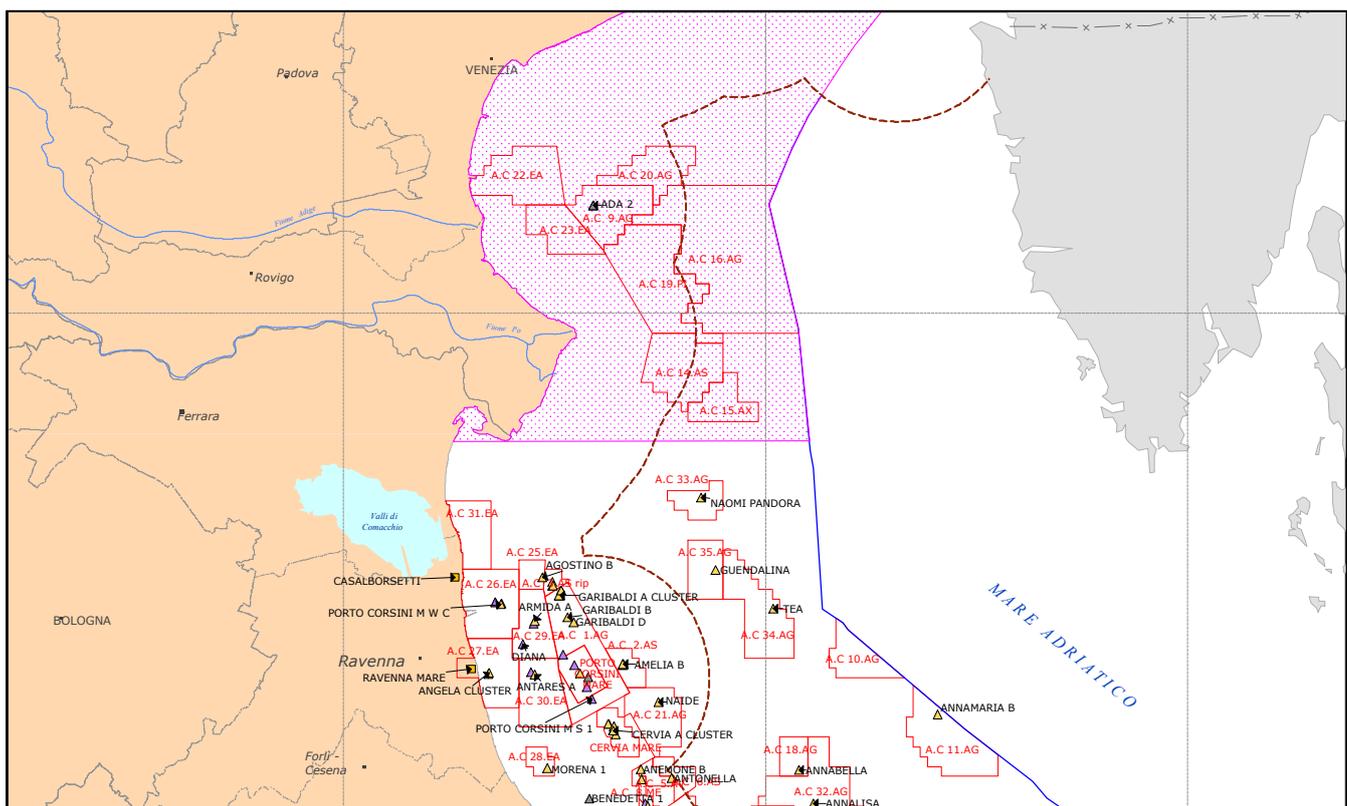
3.1.5 Documenti di consultazione TRIPARTITA

Nella riunione del 31 ottobre 2018 sono stato approvati i documenti di consultazione tripartita per EniMed (Allegato 5), Eni (Allegato 6) ed Edison (Allegato 7).

Carte titoli vigenti e relativi impianti

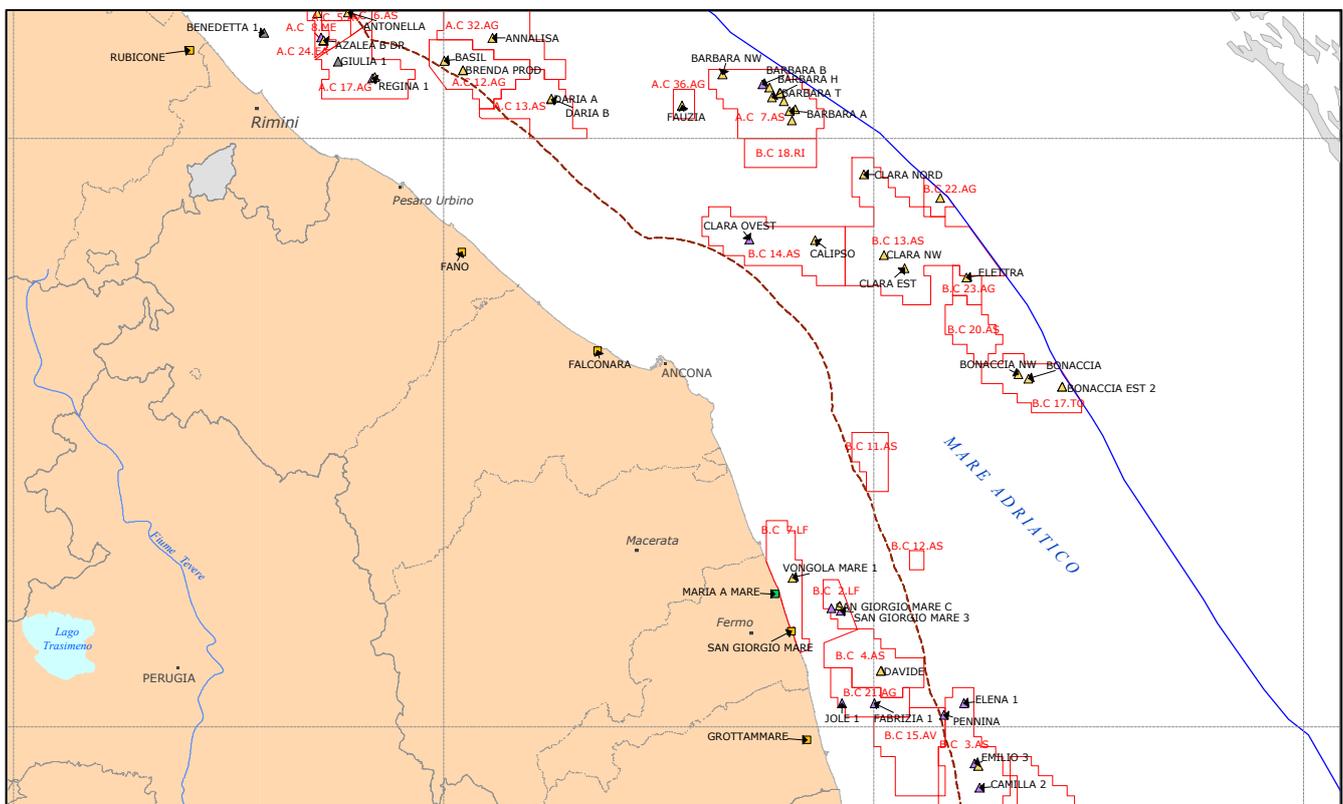
PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 1
 Longitudine/Latitudine Roma40
 Situazione dicembre 2018

-  Zona soggetta all'accertamento della non sussistenza di rischi apprezzabili di subsidenza (ex D.L. 112/2008)
-  Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
-  Linea di delimitazione delle zone marine
-  Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS  OLIO  altro  inattive 
- Centrali di raccolta: GAS  OLIO 



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 2
 Longitudine/Latitudine Roma40
 Situazione dicembre 2018

- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO Tav. 3

Longitudine/Latitudine Roma+40

Situazione dicembre 2018

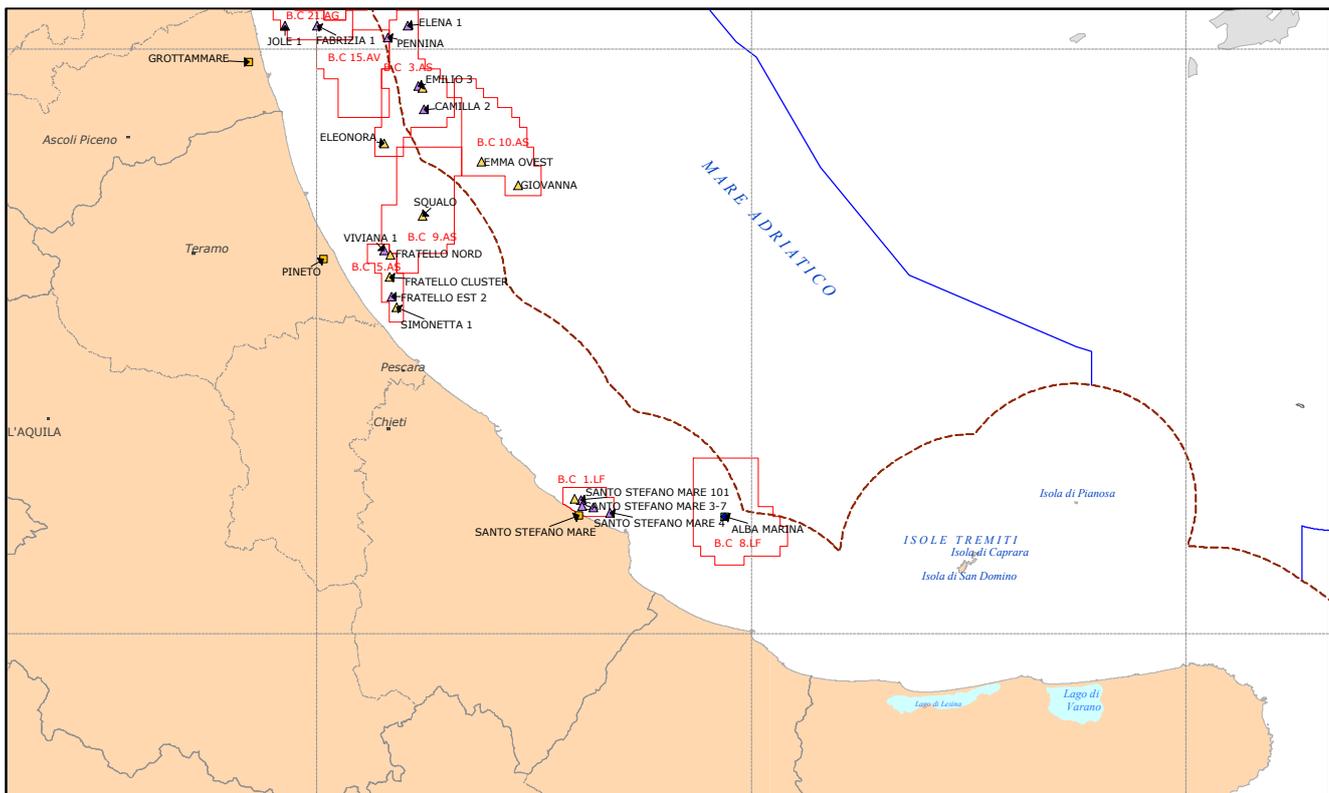
--- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere

— Linea di delimitazione delle zone marine

▭ Concessioni di coltivazione

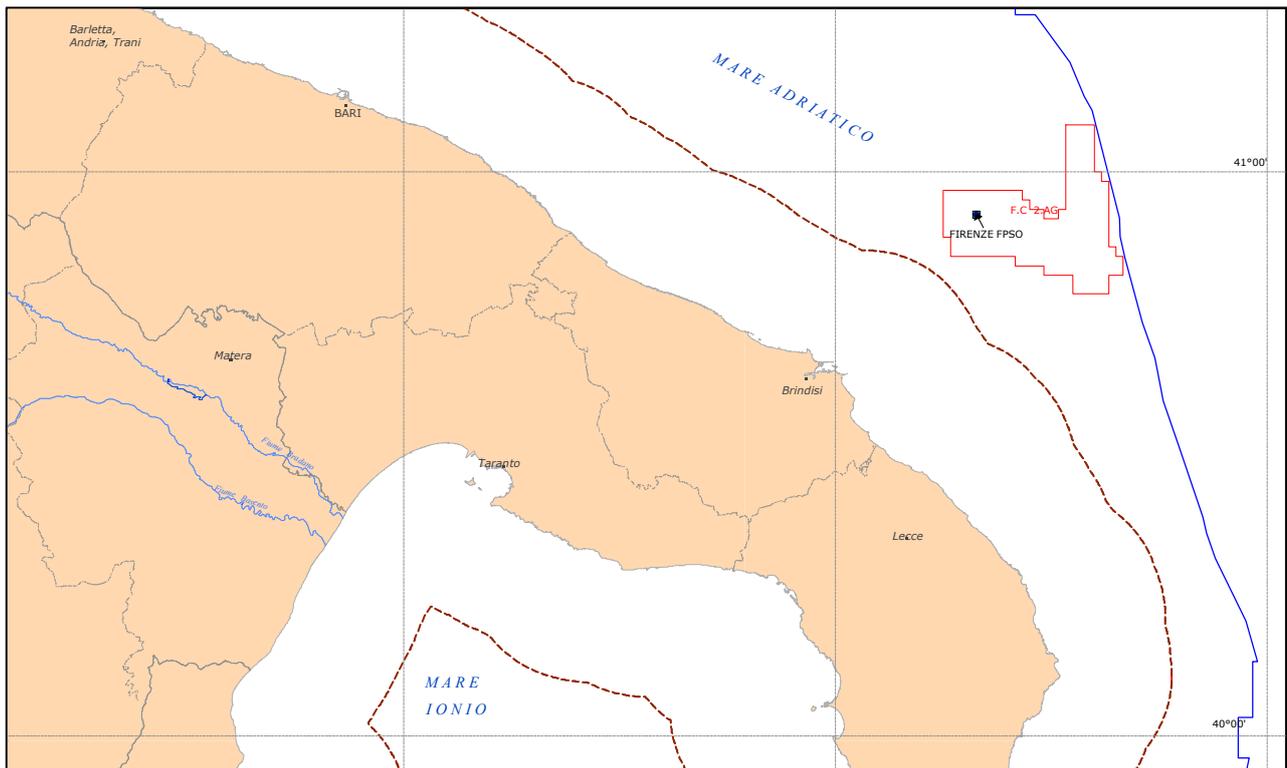
Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲

Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■



PIATTAFORME MARINE – MARE ADRIATICO E IONIO
Tav. 4
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

- Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■





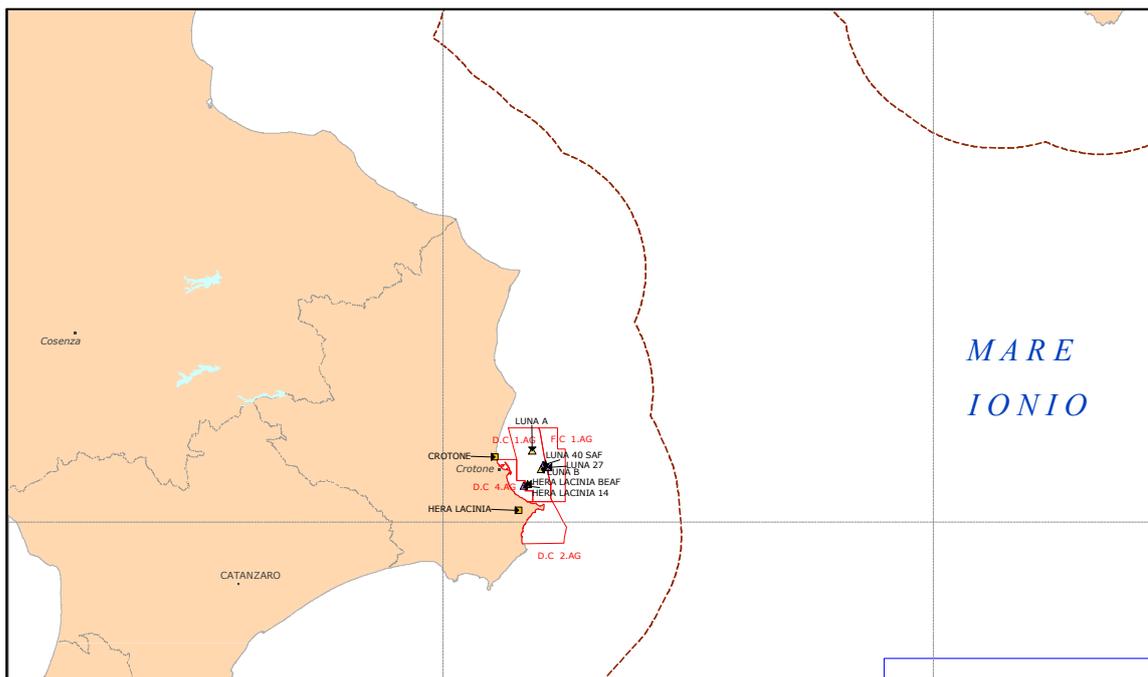
PIATTAFORME MARINE – MAI

Tav. 5

Longitudine/Latitud

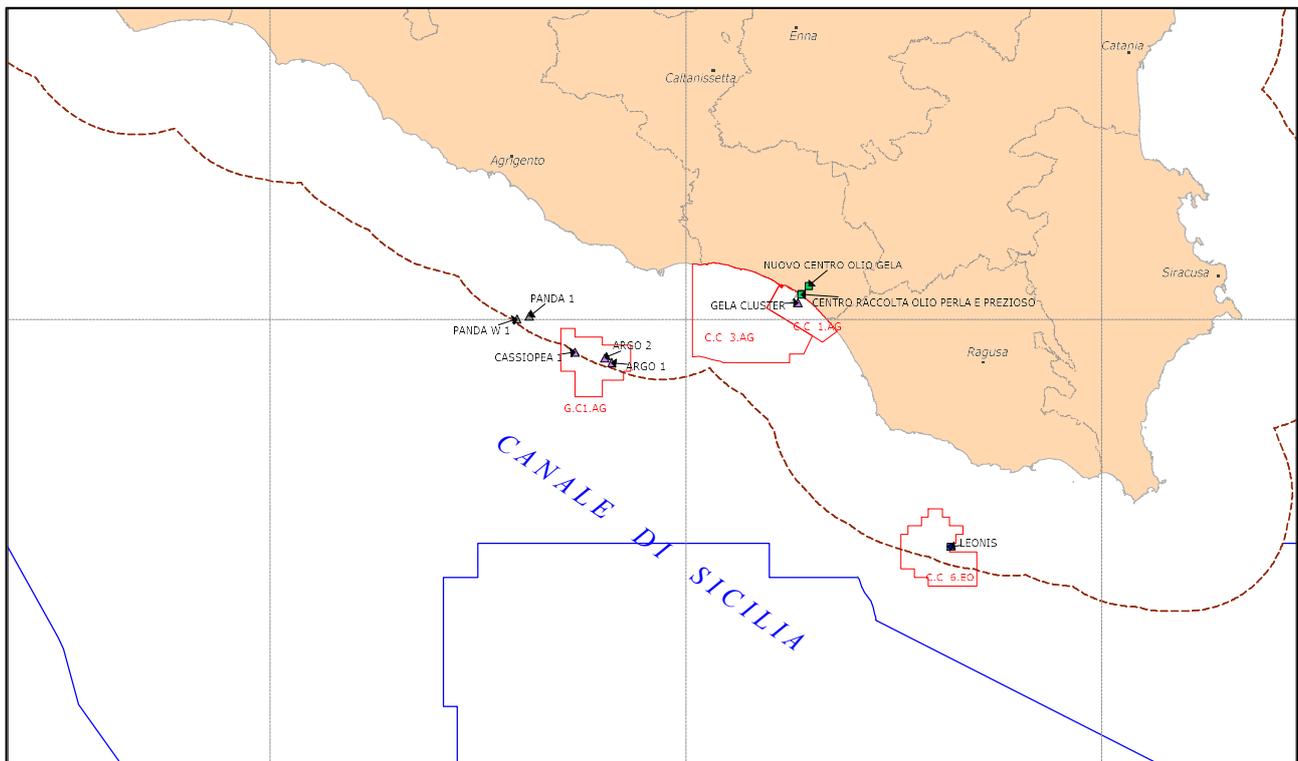
Situazione dicen

— — — — Linea delle 12 miglia mari protette marine e costiere



PIATTAFORME MARINE – CANALE DI SICILIA Tav. 6
Longitudine/Latitudine Roma40
Situazione dicembre 2018

- - - - Linea delle 12 miglia marine dalle coste e dalle aree protette marine e costiere
- Linea di delimitazione delle zone marine
- ▭ Concessioni di coltivazione
- Piattaforme: GAS ▲ OLIO ▲ altro ▲ inattive ▲
- Centrali di raccolta: GAS ■ OLIO ■





ELENCO DEGLI ALLEGATI

Allegato 1: DPCM 27 settembre 2016 “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;

Allegato 2: DPCM 20 marzo 2017 “Decreto di nomina del Presidente del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare”;

Allegato 3: DM 5 luglio 2017, “Modalità di consultazione tripartita tra Comitato, operatori, e rappresentanti dei lavoratori”;

Allegato 4: Relazione sullo stato e la sicurezza delle attività minerarie in mare nel settore degli idrocarburi (anno 2017) inviata a ottobre 2018.

Allegato 5: Documenti di consultazione tripartita di EniMed approvato nella riunione 31 ottobre 2018.

Allegato 6: Documenti di consultazione tripartita di Eni approvato nella riunione 31 ottobre 2018.

Allegato 7: Documenti di consultazione tripartita di Edison approvato nella riunione 31 ottobre 2018.



Elenco acronimi

| <i>Acronimo</i> | <i>Descrizione</i> |
|-------------------|---|
| | |
| FSO e FPSO | <i>unità galleggianti a supporto della produzione di idrocarburi</i> |
| DG SAIE | <i>Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche</i> |
| DGS UNMIG | <i>Direzione generale per la sicurezza anche ambientale – Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse</i> |
| EMSA | <i>European Maritime Safety Agency (Agenzia europea per la sicurezza marittima)</i> |
| EUOAG | <i>European Union Offshore Oil and Gas Authorities Group</i> |
| FMI | <i>impianto fisso con personale</i> |
| FNP | <i>impianto fisso non destinato alla produzione</i> |
| FPI | <i>impianto galleggiante destinato alla produzione</i> |
| ISPRA | <i>Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale</i> |
| JRC | <i>Joint Research center – Centro comune di ricerca – Commissione Europea</i> |



| | |
|---------------|---|
| MARPOL | <i>International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi)</i> |
| MATTM | <i>Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare</i> |
| MEF | <i>Ministero dell'economia e delle finanze</i> |
| MISE | <i>Ministero dello sviluppo economico</i> |
| MODU | unità mobili di perforazione offshore (MODU) |
| NUI | <i>impianto (fisso) di norma senza personale</i> |
| OSS | <i>Offshore substation</i> |
| SEAM | <i>Servizio Emergenze Ambientali in Mare dell'ISPRA</i> |
| SECE | <i>elementi critici per la sicurezza e l'ambiente</i> |
| SOLAS | <i>Safety of life at sea (Convenzione internazionale per la salvaguardia della vita umana in mare)</i> |
| SPS | <i>testa pozzo sottomarina</i> |
| TEP | <i>tonnellate di petrolio equivalenti</i> |
| UNMIG | <i>Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse</i> |
| WGS84 | <i>coordinate geografiche riferite al sistema World Geodetic System 1984</i> |



Elenco delle principali norme menzionate

| |
|--|
| <p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 9 aprile 1959, n. 128 “Norme in materia di polizia delle miniere e delle cave”;</p> |
| <p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1979, n. 886 “Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale”;</p> |
| <p>➤ Decreto del Presidente della Repubblica 8 novembre 1991, n. 435 “Approvazione del regolamento per la sicurezza della navigazione e della vita umana in mare”;</p> |
| <p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 27 settembre 2016, “Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all’art. 8 del D.Lgs 145/2015”.</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 624, “Attuazione della direttiva 92/91/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/UEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee”;</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, “Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi”;</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 195, “Attuazione della direttiva 2003/4/CE sull’accesso del pubblico all’informazione ambientale”;</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, “Norme in materia ambientale”;</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, “Attuazione dell’art. 1 della</p> |



| |
|--|
| <p>legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;</p> |
| <p>➤ Decreto legislativo 18 agosto 2015, n. 145, “Attuazione della direttiva 2013/30/UE sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE”.</p> |
| <p>➤ Direttiva 2013/30/UE del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE</p> |
| <p>➤ Regolamento di esecuzione n.1112/2014 della Commissione del 13 ottobre 2014 che “stabilisce un formato comune per la condivisione di informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli operatori e dei proprietari degli impianti in mare nel settore degli idrocarburi nonché un formato comune per la pubblicazione delle informazioni relative agli indicatori di incidenti gravi da parte degli Stati membri</p> |
| <p>➤ Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 27 settembre 2016. Modalità di funzionamento del Comitato per la sicurezza delle operazioni a mare di cui all'articolo 8 del Decreto Legislativo 18 agosto 2015, n. 145</p> |
| <p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p> |
| <p>➤ Decreto Legislativo 17 ottobre 2016, n. 201. Attuazione della direttiva 2014/89/UE che istituisce un quadro per la pianificazione dello spazio marittimo.</p> |
| <p>➤ Decreto Ministeriale 7 dicembre 2016. Disciplinare tipo per il rilascio e l'esercizio dei titoli minerari per la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale.</p> |
| <p>➤ Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104. Attuazione della direttiva</p> |



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.

➤ **Decreto Ministeriale 5 luglio 2017** relativo alla Consultazione tripartita ex art. 19, comma 5, del D.Lgs. n. 145/2015 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore idrocarburi.

➤ **Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 1 dicembre 2017** Approvazione delle linee guida contenenti gli indirizzi e i criteri per la predisposizione dei piani di gestione dello spazio marittimo.



Tel. e fax 06 4705 3794

Via Molise, 2 – 00187 Roma

Pec: segreteria.comitatooffshore@pec.mise.gov.it

mail: segreteria.comitatooffshore@mise.gov.it

<https://www.mise.gov.it/index.php/it/ministero/organismi/comitato-offshore>